

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ

«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту

Кафедра електропостачання

«На правах рукопису»
УДК 621:311

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

В.А. Попов

« » 20 р.

Магістерська дисертація

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

спеціалізації Системи забезпечення споживачів електричною
енергією

на тему: «Підвищення ефективності генерації сонячних
електростанцій за рахунок зниження стохастичності»

Виконав (-ла): студент (-ка) II курсу, групи ОЕ-81мп

Гліба Дмитро Михайлович

(прізвище, ім'я по батькові)

(підпис)

Науковий керівник д.т.н., проф. Денисюк С.П.

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Консультант нормоконтроль ас. Прокопенко І.Д.

(назва розділу)

(науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Рецензент к.т.н., доцент Лук'яненко Л.М.

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Засвідчую, що у цій магістерській
дисертації немає запозичень з праць
інших авторів без відповідних
посилань.

Студент (-ка) _____

Київ – 2019 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Інститут енергозбереження та енергоменеджменту
Кафедра електропостачання

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) за освітньо-професійною програмою

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Спеціалізація «Системи забезпечення споживачів електричною енергією»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов

«__» _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту

Глібі Дмитру Михайловичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

Тема дисертації «Підвищення ефективності генерації сонячних електростанцій за рахунок зниження стохастичності»

науковий керівник дисертації д.т.н., проф. Денисюк С.П.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «04» листопада 2019 р. № 3814-с

1. Термін подання студентом дисертації 11 грудня 2019 року
2. Об'єкт дослідження: процес генерації та споживання електроенергії в мультиагентній СЕП з використанням ЛПА в якості високоманеврових потужностей для зменшення стохастичності генерації
3. Предмет дослідження: втрати потужності/енергії в енергосистемі з мультиагентним керуванням та джерелами розосередженої генерації з можливістю акумуляції електроенергії
4. Перелік завдань, які потрібно розробити:

- Проаналізувати світові тенденції в галузі відновлюваної енергетики, дослідити наукові праці, що проводяться по дослідженню інтелектуальних електроенергетичних систем і систем прогнозування генерації ВДЕ;

- Провести аналіз розвитку ВДЕ на території України та визначити актуальність впровадження систем накопичення електричної енергії;

- Проаналізувати засоби для отримання та зберігання відновлюваної енергії, провести порівняльний аналіз систем накопичення;

- Оцінити ефективність роботи систем накопичення та їх вплив у точці приєднання;

- Розробити модель літій-іонного акумулятора для дослідження його поведінки у складі СЕС;

- Розробити стартап-проект за результатами дослідження.

6.Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: графіки споживання/генерації, структурні схеми та таблиці.

7.Орієнтовний перелік публікацій:

Лило І.В., Гліба Д.М., Коротенко І.В., "Мультиагентні системи гнучкої генерації з централізованим акумулюванням електричної енергії" VI Міжнародна науково-технічна та навчально-методична конференція «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – REMS'19» - 2019. - с. 40-41.

Лило І.В., Гліба Д.М., "Порівняльний аналіз техніко-економічних характеристик акб при їх використанні в різних схемах електропостачання" XI Міжнародна науково-технічна та навчально-методична конференція «Енергетика. Екологія. Людина» - 2019. - с. 59-64.

8.Консультанти розділів дисертації

Нормоконтроль

ас. Прокопенко І.Д.

9.Дата видачі завдання 31 травня 2019 року

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів МД	Примітка
1	Визначення мети, об'єкту магістерської дисертації	18.09.19-23.09.19	Вик.
2	Визначення попередньої структури дисертації	24.09.19-28.09.19	Вик.
3	Робота над першим розділом	30.10.19-10.11.19	Вик.
4	Робота над другим розділом	12.11.19-20.11.19	Вик.
5	Робота над третім розділом	22. 11.19-27.11.19	Вик.
6	Розробка стартап проекту	28. 11.19-30.11.19	Вик.
7	Оформлення дисертації	01. 12.19-02.12.19	Вик.
8	Оформлення реферату та презентації, проходження перевірки на плагіат та рецензування	02. 12.19-07.12.19	Вик.
9	Передзахист МД	10.12.19-14.12.19	Вик.
10	Захист дисертації	18.12.19-20.12.19	Вик.

Студент

(підпис)

(ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації

(підпис)

(ініціали, прізвище)

РЕФЕРАТ

Структура і обсяг роботи. Магістерська дисертація на тему: «Підвищення ефективності генерації сонячних електростанцій за рахунок зниження стохастичності» складається із вступу, 4 розділів, висновків та переліку використаних джерел. Загальний обсяг роботи складає 84 сторінок, в тому числі 45 рисунків, 8 таблиць та 48 бібліографічних найменувань за переліком посилань.

Актуальність теми. Створення точних моделей роботи СЕС з джерелами акумуляції енергії дозволить з високою точністю розраховувати необхідність їх встановлення та поведінку в системі. Джерела акумуляції в системі дозволять підвищити пропускну здатність мереж та підвищать показники якості електричної енергії.

Метою магістерської дисертації є оцінювання ефективності систем акумуляції на основі літій-іонних батарей.

Для досягнення зазначеної мети дослідження вирішувались наступні завдання:

- Проаналізувати світові тенденції в галузі відновлюваної енергетики, дослідити наукові праці по дослідженню систем акумуляції;
- Провести аналіз розвитку ВДЕ на території України та визначити актуальність впровадження систем акумулювання електричної енергії для СЕС;
- Дослідити моделі роботи СЕС та визначити ефективність та актуальність їх використання;
- Розробити модель акумулятора для дослідження його впливу на систему;
- Розробити стартап-проект за результатами дослідження.

Об'єктом дослідження є процес генерації та споживання електроенергії в мультиагентній СЕП з використанням ЛІА в якості високоманеврових потужностей для зменшення стохастичності генерації.

Предметом дослідження є модель для оцінки втрати потужності/енергії в енергосистемі з мультиагентним керуванням та джерелами розосередженої генерації з можливістю акумуляції електроенергії

Методи дослідження. Для вирішення поставлених завдань у дисертаційній роботі була використана низка як загальнонаукових, так і унікальних підходів та моделей побудови СЕС.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в розробці моделі роботи СЕС з акумулюванням, яка дозволить провести оцінку впливу накопичувача на перетоки потужності у вузлі його приєднання.

Практичне значення роботи: розроблена модель дозволить оцінити як поведінку себе реальний накопичувач на літій-іонних акумуляторах. Впровадження ЛПА надасть можливість інтегрувати більшу потужність ВДЕ у систему без кардинальної її зміни.

Апробація результатів роботи: відбулася на II Науково-технічній конференції магістрів ІЕЕ, присвяченій пам'яті професора Василя Миколайовича Винославського 22 листопада 2019 року.

Публікації за тематикою досліджень: Основні положення дисертації було висвітлено та оприлюднено на науково-технічних конференціях:

1. Лило І.В., Гліба Д.М., Коротенко І.В., "Мультиагентні системи гнучкої генерації з централізованим акумулюванням електричної енергії" VI Міжнародна науково-технічна та навчально-методична конференція «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – PEMS'19» - 2019. - с. 40-41.
2. Лило І.В., Гліба Д.М., "Порівняльний аналіз техніко-економічних характеристик акб при їх використанні в різних схемах електропостачання" XI Міжнародна науково-технічна та навчально-методична конференція «Енергетика. Екологія. Людина» - 2019. - с. 59-64.

Отримано акт впровадження що засвідчує практичну реалізацію моделі використання літій-іонних накопичувачів для компенсації перетоків потужності у вузлі.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: ПРОГНОЗУВАННЯ ГЕНЕРАЦІЇ ВДЕ, ЛОКАЛЬНІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ, РОЗОСЕРЕДЖЕНА ГЕНЕРАЦІЯ, СИСТЕМИ АКУМУЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, СТОХАСТИЧНА ГЕНЕРАЦІЯ.

ABSTRACT

Structure and scope of work. Master's thesis on "Increasing the efficiency of generation of solar power plants by reducing stochasticity" consists of an introduction, 4 sections, conclusions and a list of sources used. The total volume of the work is 84 pages, including 45 figures, 8 tables and 48 bibliographic titles by the list of references.

Actuality of theme. Creating accurate models of SES operation with energy storage sources will allow us to calculate with high accuracy the need for their installation and behavior in the system. The sources of accumulation in the system will increase the throughput of the networks and increase the quality of electricity.

The aim of the master's thesis is to evaluate the performance of lithium-ion battery systems.

To achieve this goal, the following tasks were solved:

- To analyze the world trends in the field of renewable energy, to research the scientific works on the research of storage systems;
- To conduct an analysis of the development of RES in Ukraine and to determine the relevance of the introduction of electricity storage systems for the SES;
- To study the models of work of the SES and determine the efficiency and relevance of their use;
- Develop a battery model to investigate its effect on the system;
- Develop a startup project based on the results of the study.

The object of the study is the process of generating and consuming electricity in a multiagent EPS using LIA as high maneuverability to reduce the stochasticity of generation.

The subject of the study is a model for estimating power / energy loss in a multi-agent power grid and distributed generation sources with the possibility of electricity storage

Research methods. In order to solve the set tasks, a number of general and unique approaches and models of SES construction were used in the dissertation.

The scientific novelty of the obtained results is to develop a model of operation of the SES with accumulation, which will allow to carry out an assessment of the effect of the drive on the power flows at the node of its connection.

Practical value of the work: the developed model will allow to estimate how real storage on lithium-ion batteries will behave. The implementation of LIA will enable the integration of greater RES capacity into the system without drastically changing it.

Validation of the results of the work: was held at the II Scientific and Technical Conference of Masters of IEE, dedicated to the memory of Professor Vasily Vinoslavsky November 22, 2019.

Research publications: The main provisions of the dissertation were covered and made public at scientific and technical conferences:

1. Lilo IV, Gliba DM, Korotenko IV, "Multi-Agile Flexible Generation Systems with Centralized Accumulation of Electricity" VI International Scientific-Technical and Educational-Methodological Conference "Energy Management: State and Prospects for Development - PEMS'19 »- 2019 - p. 40-41.

2. Lilo IV, Gliba DM, "Comparative analysis of the technical and economic characteristics of the AKB in their use in different schemes of power supply" XI International Scientific-Technical and Educational-Conference "Energy. Ecology. Man »- 2019 - p. 59-64.

An act of implementation was obtained, certifying the practical implementation of the model of using lithium-ion drives to compensate for power flows at the node.

KEYWORDS: FORECAST OF GENERATION OF RES, LOCAL ELECTRIC POWER SYSTEMS, DISTRIBUTED GENERATION, SYSTEMS OF ACCUMULATION OF ELECTRICITY.

ЗМІСТ

ВСТУП	14
1 АНАЛІЗ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ, MICROGRID	17
1.1 Аналіз функціонування ОЕС України для розгляду можливостей застосування МАС.	17
1.2 Оцінка структури генерації/споживання енергетичних ресурсів.	18
1.3 Розвиток енергетичного сектору у світі та Україні.....	26
1.3.1 Потенціал СЕС та ВЕС в Україні.	26
1.3.2 Біоенергетика	28
1.3.3 Гідроенергетика	29
1.4 Стан альтернативної енергетики та гнучкої генерації в Україні	30
1.4.1 Використання енергії ВДЕ в Україні.....	30
1.4.2 Інтеграція ВДЕ до ОЕС України	33
1.5 Базові показники оцінки балансової надійності електроенергетичних систем при інтеграції ВДЕ.....	37
Висновки до розділу	40
2. МУЛЬТИАГЕНТНІ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ	41
2.1 Загальна характеристика мультиагентних систем.....	41
2.1.1 Концепція Smart Grid.....	41
2.1.2 Розвиток інтелектуальних мереж.....	42
2.2 Прогнозування виробництва енергії від ВДЕ	45
2.3 Застосування накопичувачів енергії	51
2.4 Управління попитом DSM	55
Висновки до розділу	57

3 ОЦІНКА ВПЛИВУ ВДЕ НА ЗБАЛАНСОВАНІСТЬ РОБОТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ	58
3.1 Математична модель роботи СЕС	58
3.2 Розробка математичної моделі ЛПА	60
3.3 Аналіз математичної моделі СФМ	64
3.4 Отримані результати розріхунків програми MatlabSimulink	65
3.5 Визначення економічної ефективності зберігання електричної енергії	71
Висновки до розділу:	72
4 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ	74
4.1 Опис ідеї проекту	74
4.2 Технологічний аудит ідеї проекту	75
4.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту	77
4.4 Розроблення ринкової стратегії проекту	79
4.5 Розроблення маркетингової програми стартап-проекту	80
Висновки до розділу	81
ВИСНОВКИ	82
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	84

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АЕС – атомна електрична станція

АКБ – акумуляторна батарея

ВДЕ – відновлювані джерела електроенергії

ВЕС – вітроелектростанція

ГЕС – гідроелектростанція

ККД – коефіцієнт корисної дії

ЛЕС – локальна електроенергетична система

ОЕС України – об'єднана енергосистема України

ОСП – оператор системи передачі

ОСР – оператор системи розподілу

РГ – розосереджена генерація

СЕС – сонячна електростанція

САЕ – система акумуляування електричної енергії

ТЕЦ – теплоелектроцентрально

ЕЕС – електроенергетична система

VPP – virtual power plant

СЕ – система електропостачання

ГАЕС – гідроакумуляуюча електростанція

ЛІА – літій-іонні акумулятори

СФМ – сонячний фотомодуль

в.о. – відносні одиниці

DOD – depth of discharge

SOC – state of charge

ВСТУП

Згідно із Законом України "Про електроенергетику" одним з основних напрямків державної політики в електроенергетиці є збереження цілісності та забезпечення надійного і ефективного функціонування ОЕС України, єдиного диспетчерського (оперативно-технологічного) керування нею. Забезпечення виконання цих функцій в Україні покладено на Державне підприємство НЕК "Укренерго". В наш час складність керування сучасними електроенергетичними системами (ЕЕС) настільки велика, що централізоване керування стає неефективним, тому розвиваються нові підходи до організації керування такими системами. Розвиток концепції Smart Grid призводить до суттєвих змін у підходах до організації систем керування, у тому числі, в правилах взаємодії учасників ринку електроенергії. При цьому виникають нові учасники та додаткові можливості.

Вирішення актуальної задачі інтеграції VPP у централізовану електричну мережу в масштабі Microgrid дозволить підвищити рівень гнучкості і надійності електропостачання споживачів, а також підвищити рівень функціонування ринку електроенергії в цілому. Покриття пікових навантажень за рахунок з акумульованої енергії надасть змогу вірівняти графік навантаження для споживача, так і дасть змогу їм стати учасниками ринку, як постачальник допоміжних послуг. Необхідність і доцільність впровадження в сучасну СЕП потужностей малої енергетики не викликає сумнівів. Європейські та світові приклади успішної модернізації, а також спроможність систем розосередженої генерації конкурувати з великими джерелами енергії підтверджують цю тезу. Крім того, сучасні засоби автоматики та захисту спроможні подолати технічні проблеми перебудови розподільної мережі енергосистеми з упровадженням автономних генераторів.

Актуальність теми. Створення точних моделей роботи СЕС з джерелами акумуляції енергії дозволить з високою точністю розраховувати необхідність їх встановлення та поведінку в системі. Джерела акумуляції в

системі дозволять підвищити пропускну здатність мереж та підвищать показники якості електричної енергії.

Метою магістерської дисертації є оцінювання ефективності систем акумуляції на основі літій-іонних батарей.

Для досягнення зазначеної мети дослідження вирішувались наступні завдання:

- Проаналізувати світові тенденції в галузі відновлюваної енергетики, дослідити наукові праці по дослідженню систем акумуляції;
- Провести аналіз розвитку ВДЕ на території України та визначити актуальність впровадження систем акумулювання електричної енергії для СЕС;
- Дослідити моделі роботи СЕС та визначити ефективність та актуальність їх використання;
- Розробити модель акумулятора для дослідження його впливу на систему;
- Розробити стартап-проект за результатами дослідження.

Об'єктом дослідження є процес генерації та споживання електроенергії в мультиагентній СЕП з використанням ЛІА в якості високоманеврових потужностей для зменшення стохастичності генерації.

Предметом дослідження є модель для оцінки втрати потужності/енергії в енергосистемі з мультиагентним керуванням та джерелами розосередженої генерації з можливістю акумуляції електроенергії

Методи дослідження. Для вирішення поставлених завдань у дисертаційній роботі була використана низка як загальнонаукових, так і унікальних підходів та моделей побудови СЕС.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в розробці моделі роботи СЕС з акумулюванням, яка дозволить провести оцінку впливу накопичувача на перетоки потужності у вузлі його приєднання.

Практичне значення роботи: розроблена модель дозволить оцінити як поведінку себе реальний накопичувач на літій-іонних акумуляторах.

Впровадження ЛПА надасть можливість інтегрувати більшу потужність ВДЕ у систему без кардинальної її зміни.

Апробація результатів роботи: відбулася на II Науково-технічній конференції магістрів ІЕЕ, присвяченій пам'яті професора Василя Миколайовича Винославського 22 листопада 2019 року.

Публікації за тематикою досліджень: Основні положення дисертації було висвітлено та оприлюднено на науково-технічних конференціях:

3. Лило І.В., Гліба Д.М., Коротенко І.В., "Мультиагентні системи гнучкої генерації з централізованим акумулюванням електричної енергії" VI Міжнародна науково-технічна та навчально-методична конференція «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – REMS'19» - 2019. - с. 40-41.

4. Лило І.В., Гліба Д.М., "Порівняльний аналіз техніко-економічних характеристик акб при їх використанні в різних схемах електропостачання" XI Міжнародна науково-технічна та навчально-методична конференція «Енергетика. Екологія. Людина» - 2019. - с. 59-64.

Отримано акт впровадження що засвідчує практичну реалізацію моделі використання літій-іонних накопичувачів для компенсації перетоків потужності у вузлі.

1 АНАЛІЗ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ, MICROGRID

1.1 Аналіз функціонування ОЕС України для розгляду можливостей застосування МАС.

Об'єднана енергосистема (ОЕС) України є сукупністю електростанцій, електричних і теплових мереж, інших об'єктів електроенергетики, об'єднаних спільним режимом виробництва, передачі та розподілу електричної і теплової енергії при централізованому управлінні цим режимом. ОЕС України - основа електроенергетики країни, яка здійснює централізоване забезпечення електроенергією внутрішніх споживачів, взаємодіє з енергосистемами суміжних країн, забезпечує експорт та імпорт електроенергії. Вона поєднує енергогенеруючі потужності, розподільчі мережі регіонів України, пов'язані між собою системоутворюючими лініями електропередачі напругою 220–750 кВ.

Централізоване диспетчерське (оперативно-технологічне) управління, підтримання балансу в ОЕС України та організацію паралельної роботи з енергетичними системами інших держав виконує державне підприємство «Національна енергетична компанія «Укренерго». ОЕС України працює в паралельному режимі з електроенергетичними об'єднаннями Республіки Білорусь, Республіки Молдови, Російської Федерації (ОЕС Центра, ОЕС Півдня), окрім так званий «острів Бурштинської електростанції» (включає Бурштинську ТЕС, Калуську ТЕЦ та Теребле-Рікську ГЕС), який синхронізовано з Європейською мережею системних операторів з передачі електроенергії (ENTSO-E). Електричні зв'язки між ОЕС України та суміжними енергосистемами здійснюються по мережах 110-750 кВ.

Системоутворюючі мережі напругою 220-750 кВ включають магістральні і міждержавні електричні мережі. Вони забезпечують видачу електричної енергії від потужних блоків електростанцій і подальшу її передачу до розподільчих мереж регіонів України, а також експорт та імпорт електроенергії з енергосистемами сусідніх країн. Трансформація потужності

забезпечується за допомогою автотрансформаторів і трансформаторів напругою 750/330 кВ, 330/220 кВ, 400/330 кВ, 330/110(150) кВ, 220/110(150) кВ, 150/110 кВ. магістральні та міждержавні електричні мережі ОЕС України 23,0 тис. км, з них 4,9 тис. км припадає на мережі з напругою 400–800 кВ, 13,4 тис. км – напругою 330 кВ, 4,0 тис. км – напругою 220 кВ і 0,7 тис. км – напругою 35– 110 кВ. Станом на кінець 2016 року на балансі ДП «НЕК «Укренерго» перебуває 137 підстанцій (ПС) напругою 110 – 750 кВ трансформаторною потужністю 78585,1 МВА. З них ПС 220 кВ – 33 шт., 330 кВ – 88 шт., 400 кВ – 2 шт., 500 кВ – 2 шт., 750 кВ – 8 шт. та 110 кВ – 4 шт. (пристанційні вузли сонячних електростанцій).

ОЕС України об'єднує вісім регіональних електроенергетичних систем: Дніпровську, Донбаську, Західну, Кримську, Південну, Південно-Західну, Північну і Центральну [3].

Загальна встановлена потужність електричних станцій ОЕС України за даними НЕК «Укренерго» на серпень 2019 року складає 51,184 ГВт.

1.2 Оцінка структури генерації/споживання енергетичних ресурсів.

Станом на кінець 2016 року більша частина генеруючих активів зношена та неефективна. 84% енергоблоків ТЕС і ТЕЦ відпрацювали більше 200 тис годин (граничний ресурс), є фізично зношеними й морально застарілими та потребують реконструкції або заміни.

Зношеність устаткування призводить до перевитрат палива, зменшення робочої потужності та погіршення екологічних показників. 13 енергоблоків загальною потужністю 6,6 тис МВт знаходяться в консервації або не експлуатуються з інших причин і протягом останніх 3 х років не виробляють електроенергії, а також 7 енергоблоків і турбогенератори загальною потужністю 1,7 тис. МВт планується вивести з експлуатації.

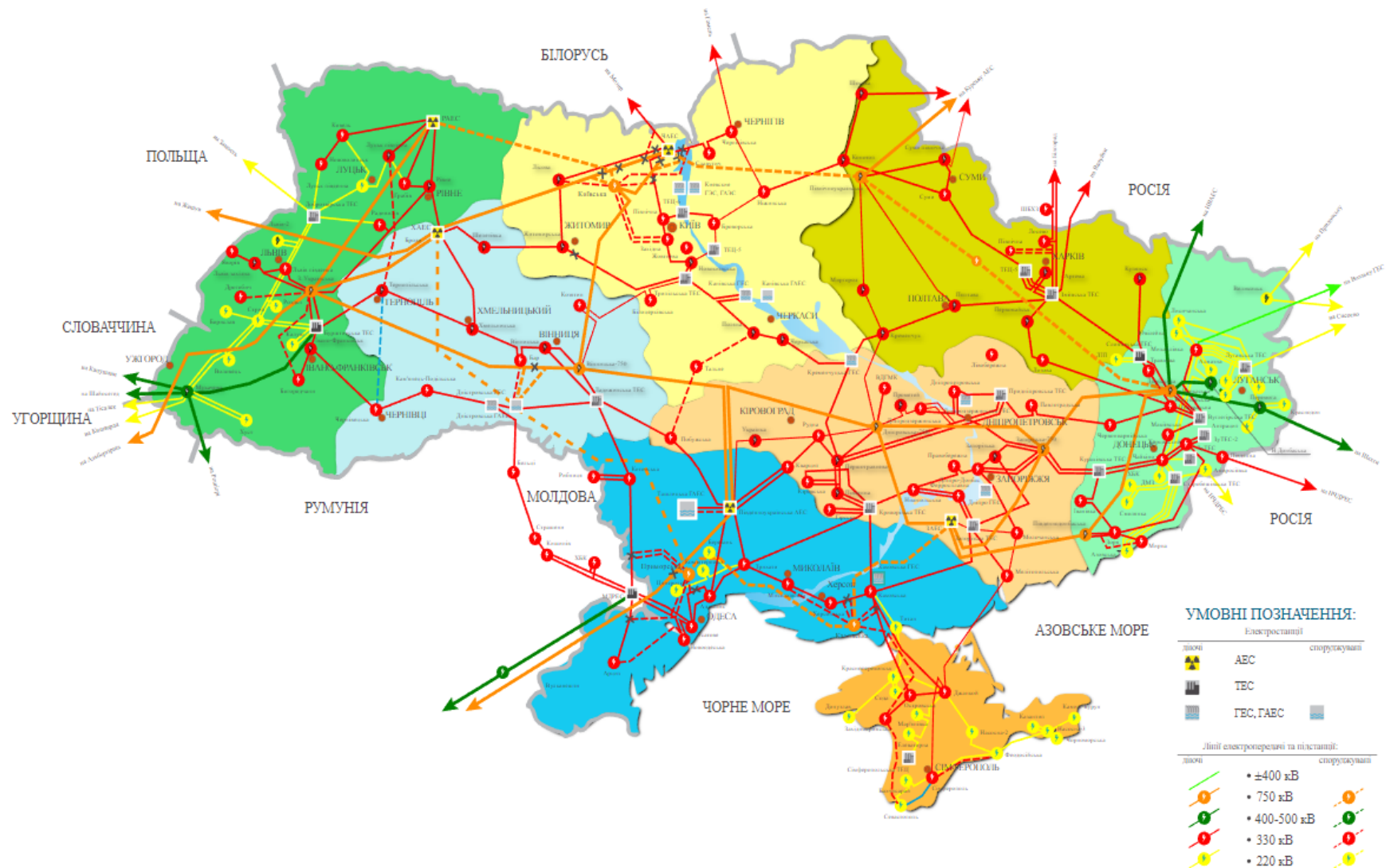


Рисунок 1.1 - Карта-схема ОЕС України

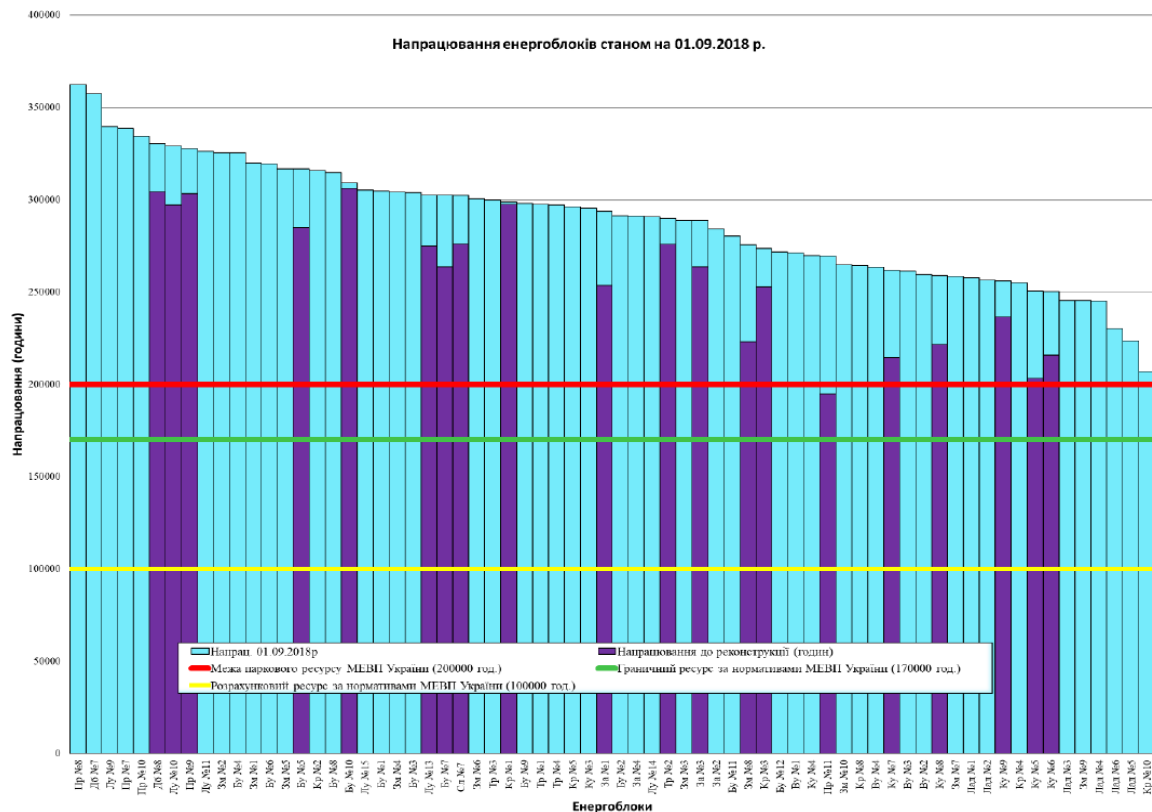


Рисунок 1.2 - Напрацювання Енергоблоків ТЕС України [2]

Енергоблоки АЕС наближаються до закінчення строку проектної експлуатації: 9 атомних блоків потребуватимуть продовження строку експлуатації у найближчі 10 років. Баланс потужності ОЕС України характеризується дефіцитом маневрених і регулюючих потужностей; частка АЕС, енергоблоки яких працюють у базовому режимі, перевищує 50%; енергоблоки ТЕС, спроектовані для роботи в базовому режимі, використовуються для підтримки змінної частини графіка навантаження енергосистеми [3].

Структура генеруючих потужностей ОЕС України з точки зору забезпечення ефективного регулювання частоти і потужності енергосистеми є неоптимальною, що обумовлено:

- значною часткою АЕС, які, згідно технологічного регламенту їх експлуатації, використовуються для покриття базової частини графіку споживання та не залучаються до регулювання;

- зниженням маневреності енергоблоків ТЕС, які працюють на твердому паливі внаслідок зносу і старіння обладнання, а також погіршення якості палива;

- нерегульованим і змінним режимом роботи генеруючих потужностей, що виробляють електроенергію з використанням альтернативних джерел, що посилюється відсутністю засобів та підходів для прогнозу їх режимів генерації, нестачею регулюючих потужностей.

Реальна структура покриття навантаження значно відрізняється від структури встановленої потужності. Високе базове навантаження АЕС та необхідність дотримання існуючих правил роботи ринку в частині використання потужностей ТЕС (визначають мінімальний склад обладнання в залежності від температури оточуючого середовища) ускладнює регулювання графіка навантаження тепловими станціями.

Використання маневрених можливостей газомазутних енергоблоків 300-800 МВт, що мають потенційно високий регулюючий діапазон (до 50 %), ускладнене через високу ціну на газ і мазут, ці блоки більшу частину часу перебувають у простої, або працюють на технічному мінімумі і не приймають участі в регулюванні графіка навантаження [3].

На секторній діаграмі рис. 4 можемо проаналізувати ОЕС України за видом генерації.

Споживання електроенергії в Україні є нерівномірним протягом року, що перш за все визначається змінами температури (рис. 1.8-1.11). Тенденції споживання електроенергії відповідно до змін температури повітря є сталими, причому можна виділити такі три характерні зони: зона інтенсивного обігріву (від -5 до приблизно +15 градусів за Цельсієм), коли

споживання практично лінійно залежить від температури повітря; зона комфорту (від +15 до +20 градусів за Цельсієм), коли споживання є сталим, та зона інтенсивного охолодження (від +20 градусів за Цельсієм і вище) - споживання підвищується із зростанням температури повітря [2].

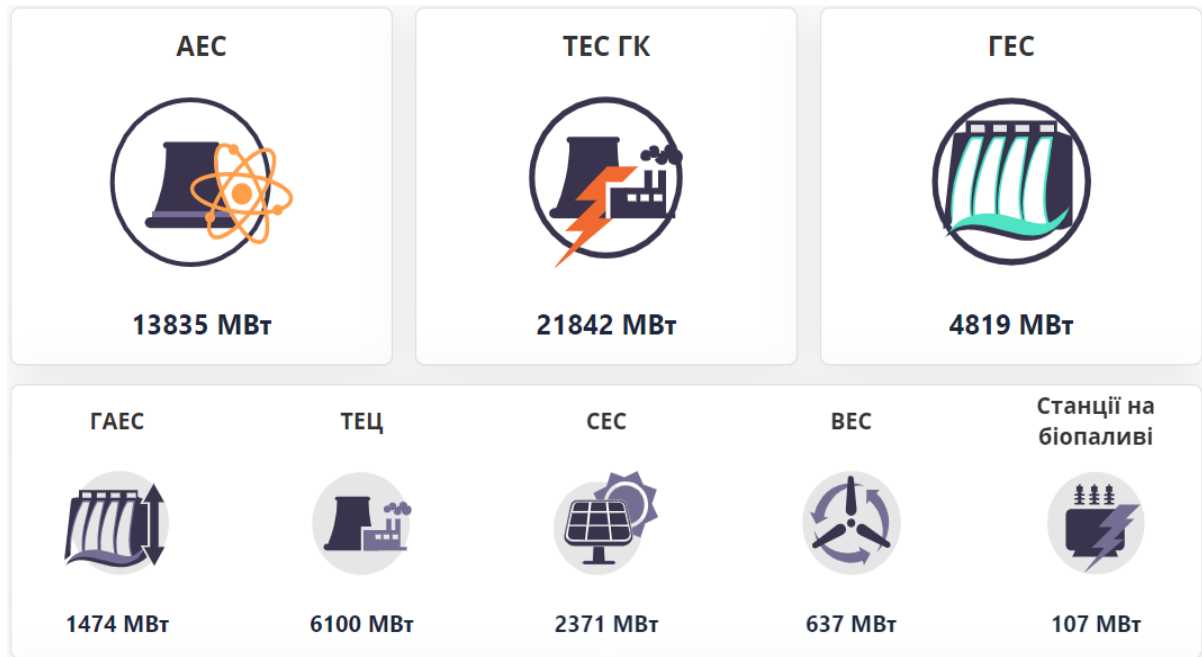


Рисунок 1.3 - Види та потужність генерації України згідно НЕК «Укренерго» станом на серпень 2019 р [46]

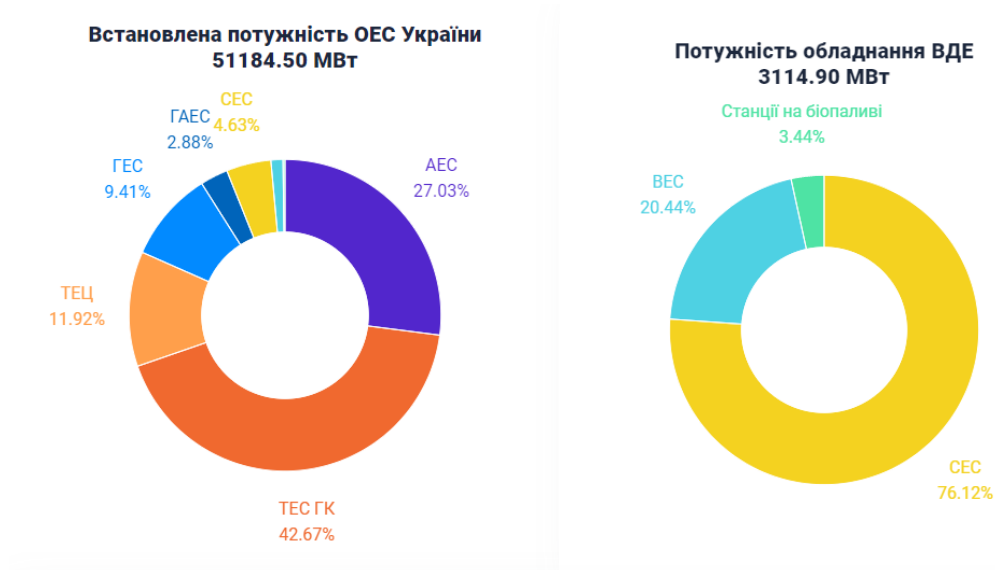


Рисунок 1.4 - Встановлена потужність ОЕС України згідно НЕК «Укренерго» за видом генерації станом на серпень 2019 р [46]



Рисунок 1.5 - Динаміка попиту на електричну енергію до 2027 р.

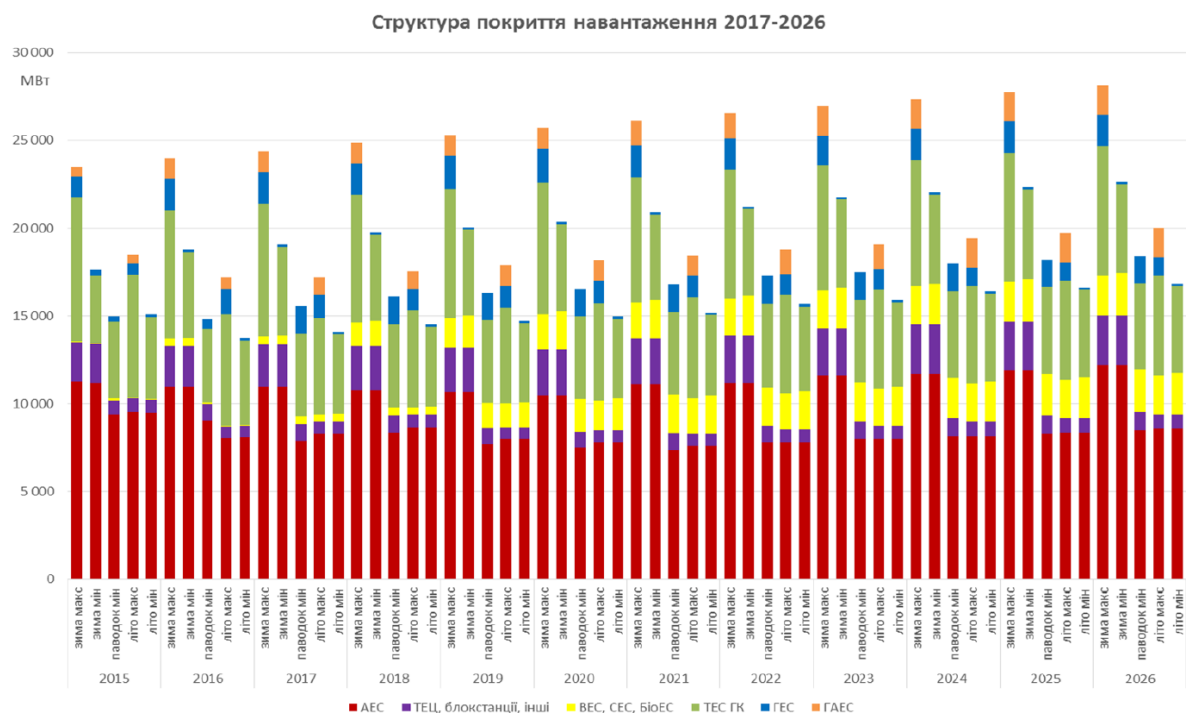


Рисунок 1.6 - Структура прогнозованого покриття навантаження
ОЕС України 2015-2026 р [46]

Дата: 02.07.2019

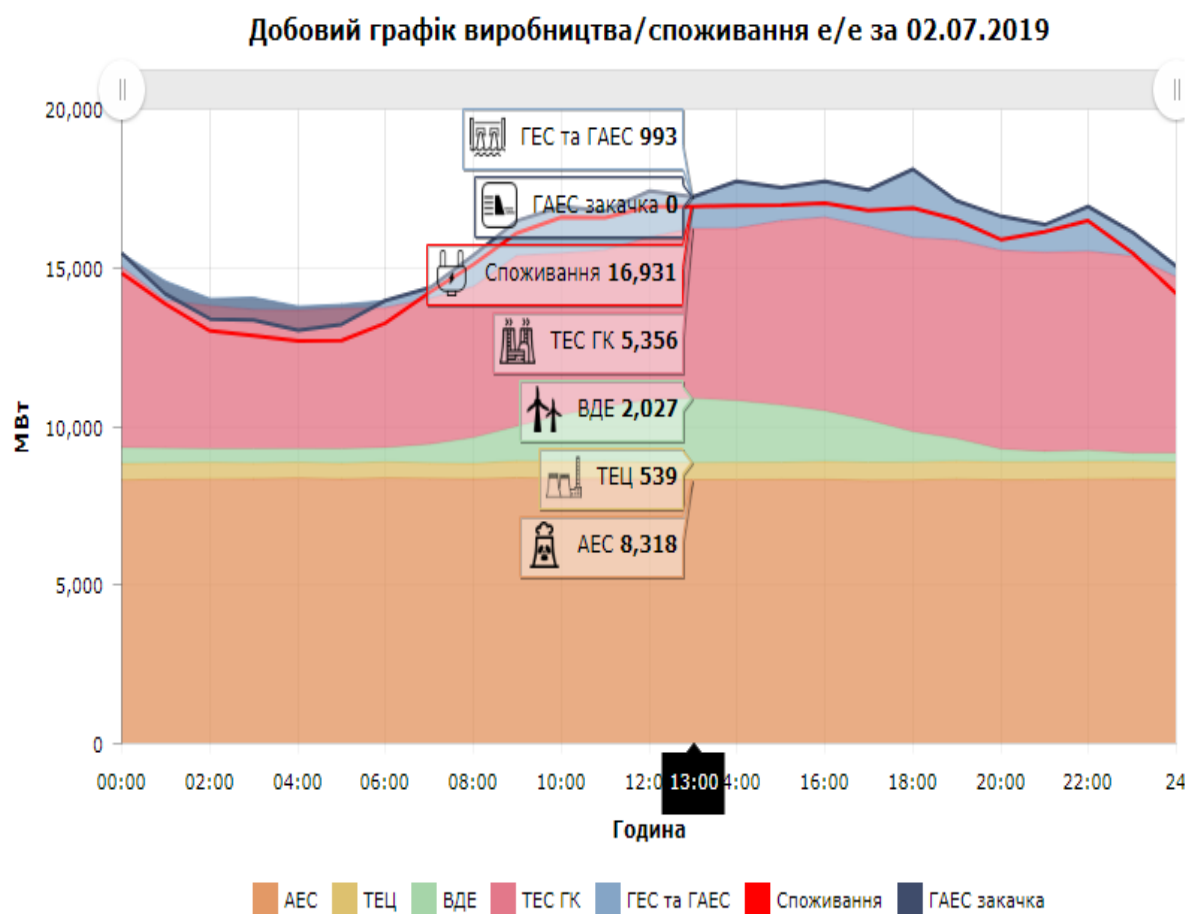


Рисунок 1.7 - Структура реального покриття навантаження ОЕС України у режимний робочий день 02.07.2019 р [46]

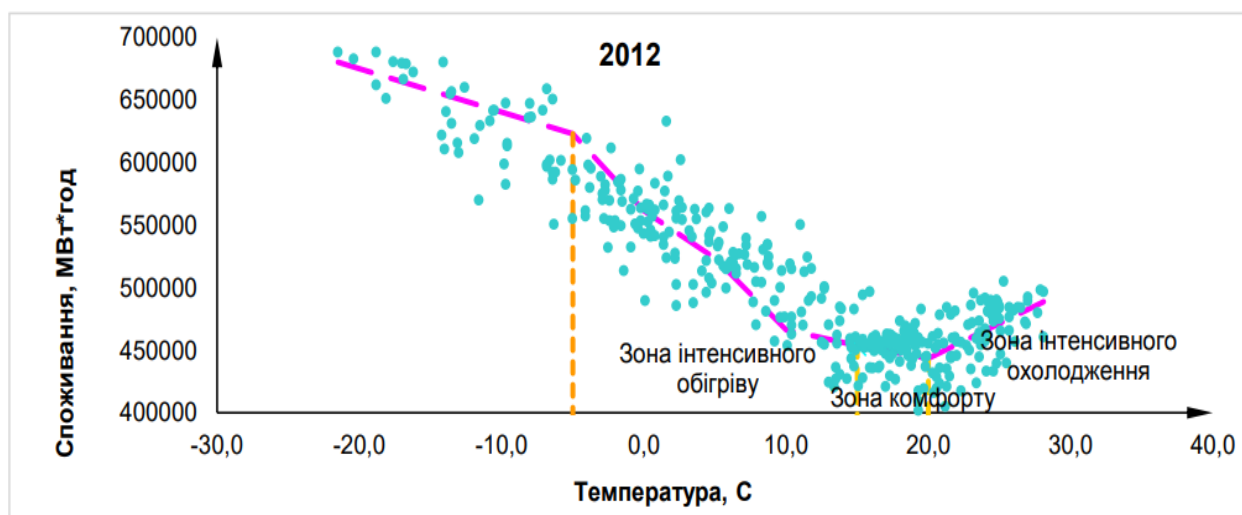


Рисунок 1.8 – Споживання електроенергії в ОЕС України в 2012 р. залежно від температури повітря [2]

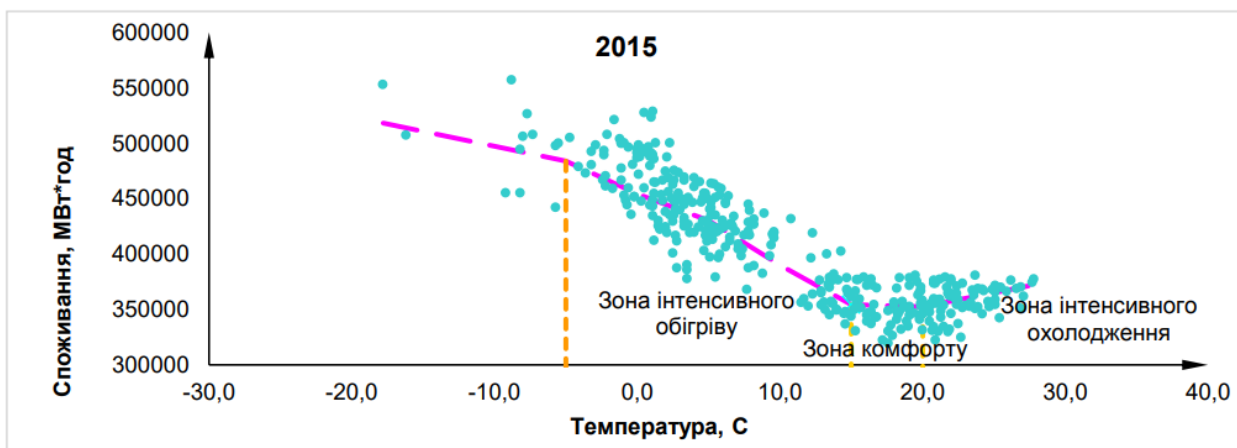


Рисунок 1.9 – Споживання електроенергії в ОЕС України в 2015 р. залежно від температури повітря [2]

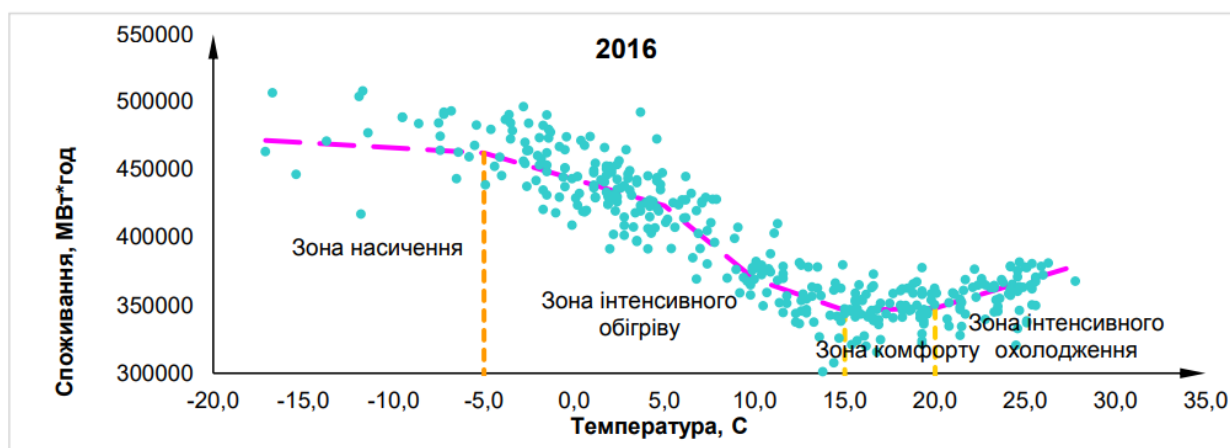


Рисунок 1.10 – Споживання електроенергії в ОЕС України в 2017 р. залежно від температури повітря [2]

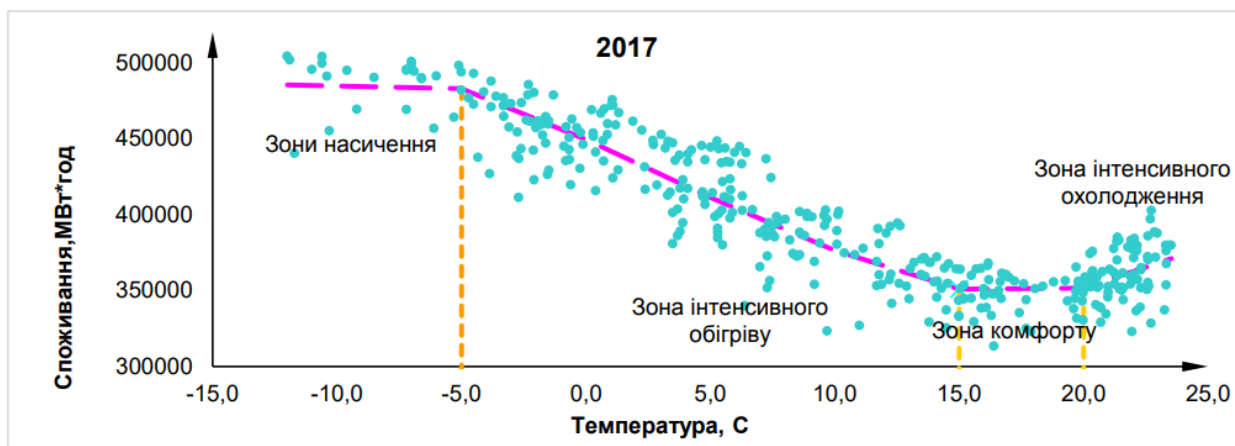


Рисунок 1.11 – Споживання електроенергії в ОЕС України в 2017 р. залежно від температури повітря [2]

Нерівномірність споживання протягом року також зумовлена значною часткою споживання населенням та комунально-побутових споживачів відносно обсягів споживання промисловістю (табл. А1 додаток А). Частка споживання промисловістю в загальному обсязі споживання протягом останніх п'яти років має стійку тенденцію до зниження (в 2012 р. частка дорівнювала майже 47%, а в 2017 – 43%). В цей самий період частка споживання населенням зросла з 26,7% у 2012 р. до 29,5% у 2017р., також має тенденцію до зростання і частка споживання комунально-побутовим сектором. При цьому, в умовах відсутності сталих тенденцій розвитку економіки України, суттєвих змін доходів населення, знецінення національної валюти, значних рівнів інфляції, зробити надійну оцінку еластичності попиту на електроенергію практично неможливо. В цих умовах обсяги споживання електроенергії для промисловості залежать від завантаження основних засобів виробництва, що значною мірою залежить від кон'юнктури зовнішніх ринків для орієнтованих на експорт підприємств. В домогосподарствах наявна тенденція сталого споживання електроенергії, що зумовлено поступовим насиченням домогосподарств побутовими електричними приладами [2].

1.3 Розвиток енергетичного сектору у світі та Україні

1.3.1 Потенціал СЕС та ВЕС в Україні.

Україна володіє значним природним потенціалом для реалізації вітроенергетичних проєктів, що визначає зацікавленість держави в розвитку цієї галузі і привертає велику кількість потенційних вітчизняних та іноземних інвесторів.

За останніми оцінками Української вітроенергетичної асоціації, 16 ГВт ВЕС – це реальний потенціал вітроенергетичного сектора України. При забезпеченні коефіцієнта використання встановленої потужності не менше 40%, який підтверджений на практиці нині для працюючих ВЕС у Запорізькій, Херсонській та Миколаївській областях, – річні обсяги генерування електроенергії ВЕС можуть становити 56 млрд кВт год, що

відповідає 29% від загального виробництва електроенергії в Україні до окупації Російською Федерацією Автономної Республіки Крим, м. Севастополя та здійснення нею військової агресії на території окремих районів Донецької та Луганської областей. У 2016 р. це могло б становити 34% від загального виробництва електроенергії. Щоб оцінити вартість будівництва, а отже привабливість інвестицій можемо скористатись таблицею Б1 додаток Б [14].

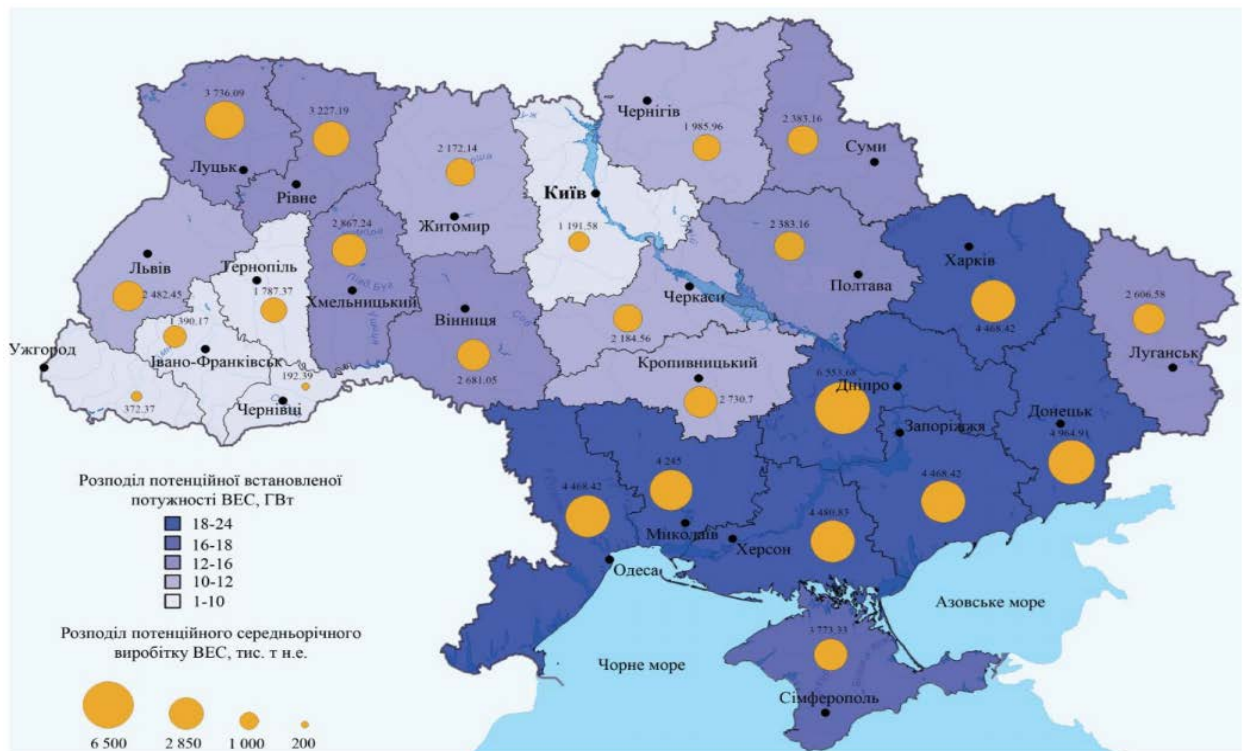


Рисунок 1.12 - Карта розподілу енергії вітру в Україні [36]

Згідно з даними Держенергоефективності, теоретично-можливий потенціал енергії сонця на території України складає більше 730 млрд кВт·год на рік, а технічно-можливий складає лише 34,2 млрд кВт·год на рік. Однією з головних перешкод для інтенсивного розвитку відновлюваної електроенергетики є погано розвинена мережа і її застаріла централізована концепція. За оцінками експертів компанії Rentechno, за сьогоdnішнього розвитку технологій ВДЕ в Україні здатні покрити до 80% попиту на електроенергію.

Використання сонячних панелей на дахах серед приватних домогосподарств до 2050 року може досягти 40-50%. Крім того,

використання сонячних колекторів для нагріву води ставатиме дедалі більш економічно вигідним. Ці технології дозволять забезпечити попит на гарячу воду в приватних домогосподарствах на 70-100% впродовж літа та на 15% взимку. У сфері послуг потенціал використання сонячної енергії є меншим, однак є також перспективним [14].

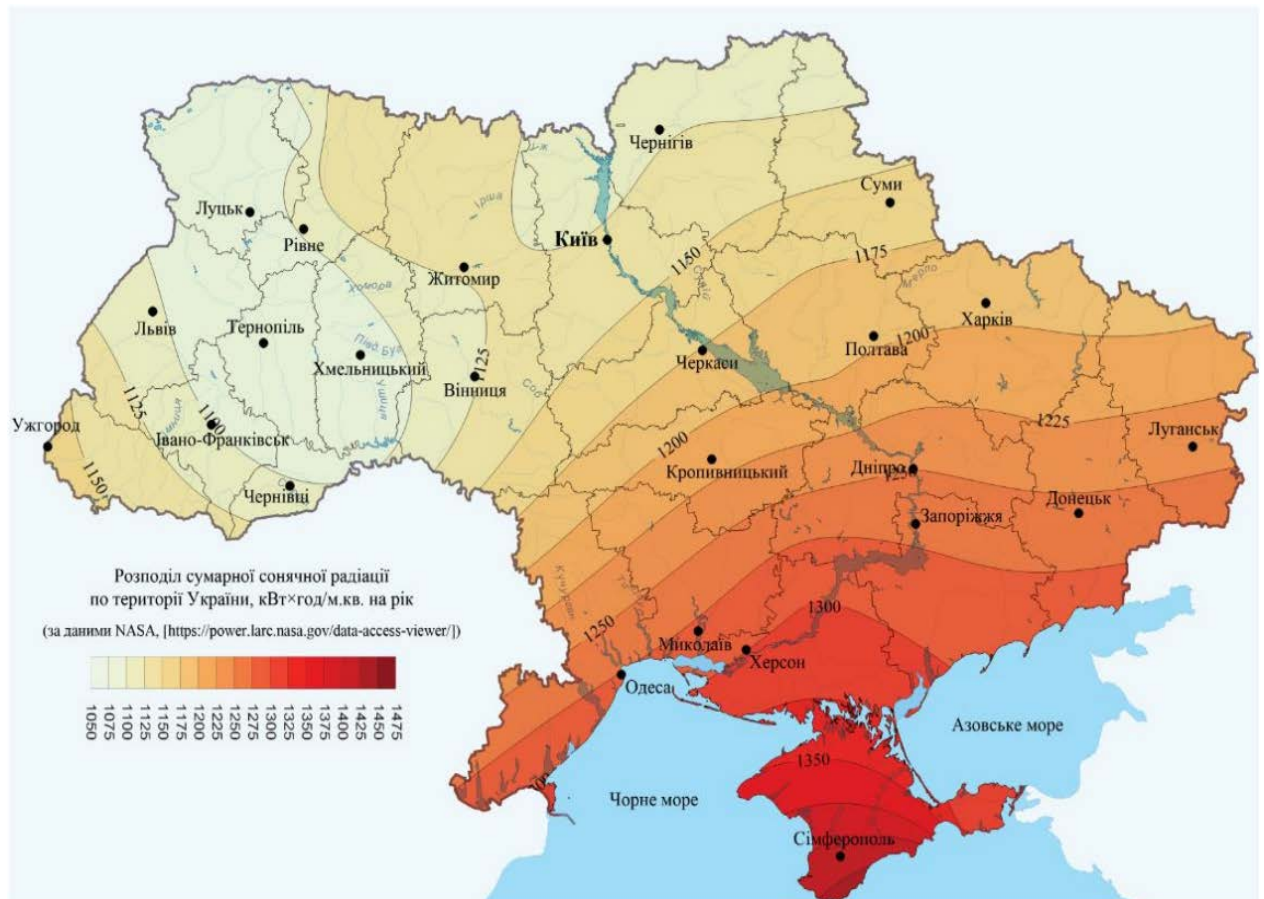


Рисунок 1.13 - Карта Надходження сонячної радіації на територію України [36]

1.3.2 Біоенергетика

За даними Біоенергетичної асоціації України, економічно доцільний біоенергетичний потенціал складає близько 20 млн т н.е., а у 2050 р. він може скласти 42 млн т н.е. (табл. Б2 додаток Б), що стане можливим за рахунок збільшення використання кукурудзи для виробництва біогазу, вирощування енергетичних культур та використання біогазу. Наявний в Україні енергетичний потенціал відходів лісництва та сільського господарства практично не використовується – для уможливлення використання необхідно розвивати логістичні мережі зі збору, доставки та збереження біомаси,

оскільки транспортування деревини малою насипною масою на великі відстані є збитковим. Для уможливлення використання біомаси в мережі ЖКГ крім вирішення низки технічних питань потрібні довгострокові контракти на поставки деревини.

Когенераційні технології дозволяють одночасно отримувати теплову та електричну енергію. Відновлюваною «сировиною» для таких технологій може бути біогаз, метан-вугільних родовищ тощо [14].

1.3.3 Гідроенергетика

Україна має значний потенціал використання ресурсів малих річок (головним чином у західних регіонах), що складає майже 28% загального гідропотенціалу всіх рік України.

При використанні гідропотенціалу малих річок України можна досягти значної економії паливно-енергетичних ресурсів, причому розвиток малої гідроенергетики сприятиме децентралізації загальної енергетичної системи, чим вирішить ряд проблем в енергопостачанні віддалених і важкодоступних районів сільської місцевості.

Мікро-, міні- та малі ГЕС можуть стати потужною основою енергозабезпечення для всіх регіонів Західної України, а для деяких районів Закарпатської та Чернівецької областей – джерелом повного енергозабезпечення [16]. Розглянути існуючі станції та можливий потенціал можна в таблиці В1 та на рис. В1 Гідроенергетичний потенціал малих рік України додаток В.

Для усіх сценаріїв розвиток великої гідроенергетики майже не передбачається, оскільки цей тип генерації визнається як нестале (unsustainable) відновлюване джерело енергії. Відповідно до такого підходу потенційно розглядається лише добудова Каховської ГЕС-2 на основі існуючої греблі, оскільки серйозних екологічних наслідків при цьому не передбачається. Виходячи з таких припущень, потужність великої

гідроенергетики (ГЕС та ГАЕС) складатиме 6033 МВт (2015 рік) + 250 МВт (Каховська ГЕС-2), що в сумі складатиме 6283 МВт [14].

1.4 Стан альтернативної енергетики та гнучкої генерації в Україні

1.4.1 Використання енергії ВДЕ в Україні.

Використання відновлювальних джерел енергії є одним із найбільш важливих напрямів енергетичної політики України, спрямованої на заощадження традиційних паливно-енергетичних ресурсів та покращення екологічної ситуації в країні. Збільшення частки використання відновлювальних джерел енергії в енергетичній системі України сприятиме підвищенню диверсифікації джерел енергоносіїв, що, в свою чергу, сприятиме зміцненню енергетичної незалежності країни [4].

В Україні активно розвивається генерація електроенергії від сонця та вітру. Зокрема, на початок 2019 загальна встановлена потужність об'єктів сонячної енергетики складає 2371 МВт [5].

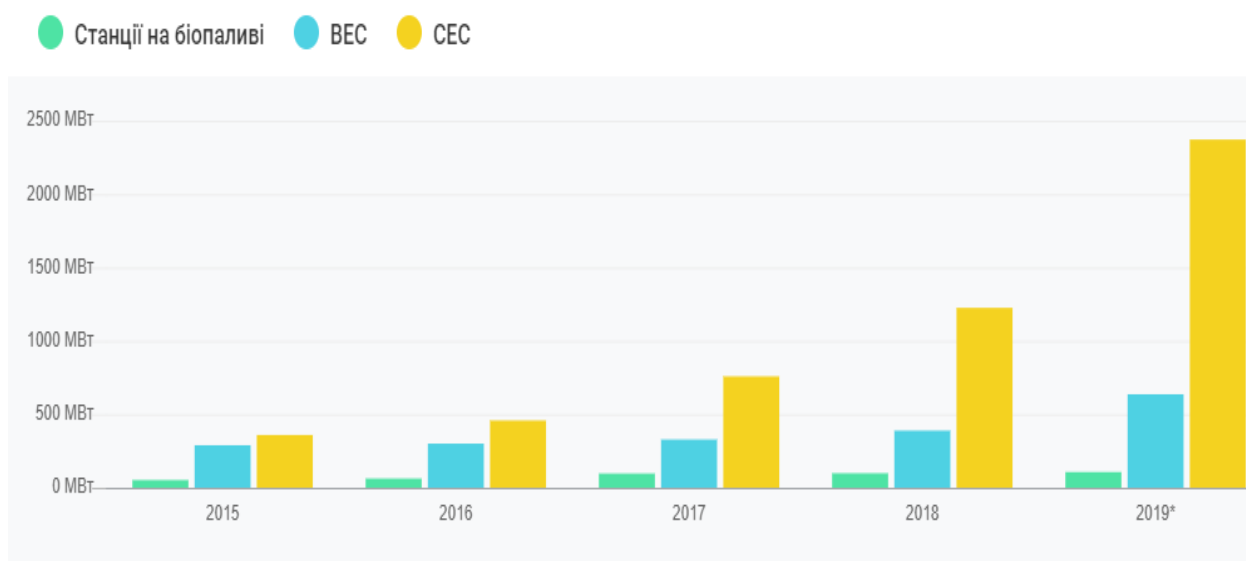
Станом на 01.07.2019 року в Україні працює 12 639 (751 промислові та 11 888 СЕС домогосподарств) об'єктів відновлюваної електроенергетики, яким встановлено «зелений» тариф, загальною потужністю 3 910 МВт, з них:

- 514 СЕС загальною потужністю 2 640 МВт;
- 42 ВЕС загальною потужністю 777 МВт;
- 11 888 СЕС приватних домогосподарств 276 МВт;
- 151 МГЕС загальною потужністю 100 МВт;
- 10 електростанцій на біомасі загальною потужністю 51 МВт;
- 43 електростанції на біогазі загальною потужністю 66 МВт.

В додатку Г надані графіки динаміки збільшення кількості сонячних електроустановок приватних домогосподарств та їх потужності.



Рисунок 1.14 - Помісячна встановлена потужність відновлюваних джерел енергії за 2018-2019 роки [46]



Значення наведені без урахування тимчасово окупованих територій України. Значення станом на 31.08.2019

Рисунок 1.15 - Встановлена потужність відновлювальних джерел енергії за 2015-2019 роки [46]



Рисунок 1.16 - Встановлена потужність об'єктів відновлювальної електроенергетики, що працюють за «зеленим» тарифом [15]

1.4.2 Інтеграція ВДЕ до ОЕС України

З огляду на інтенсивний розвиток сонячної енергетики гостро постає проблема покриття нерівномірностей добових графіків електричної енергії. Головною особливістю відновлювальної енергетики є погана прогнозованість кількості генерації, (рис. 1.17-1.18), навіть в короткостроковий період, що призводить до зростання вимог до маневрених потужностей ОЕС для компенсації змін потужностей протягом доби СЕС. В свою чергу розвиток СЕС не знижує потреби в традиційній генерації, оскільки під час максимуму ОЕС України в СЕС проглядається високий спад генерації, що пов'язаний з погодними умовами [2].

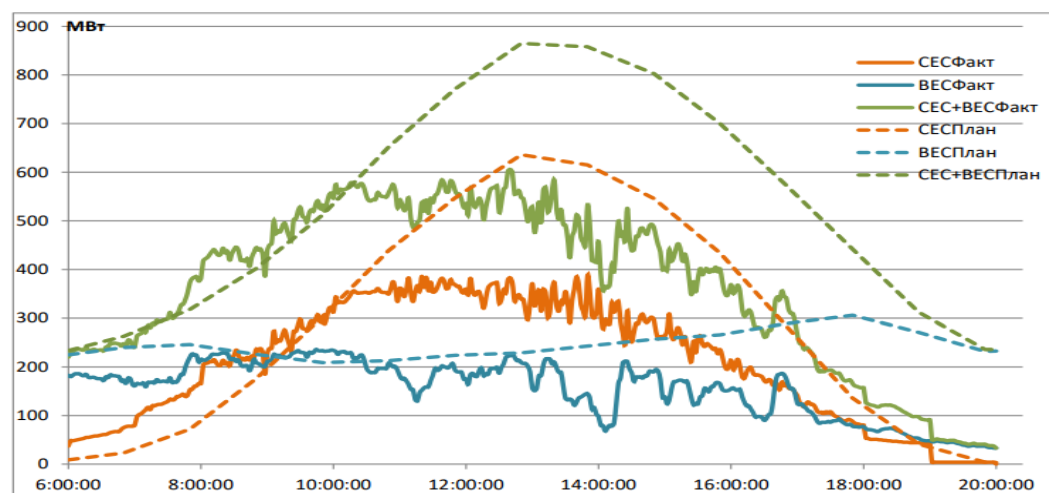


Рисунок 1.17 - Планова та фактична генерація ВЕС та СЕС України
20 квітня 2018 р [2]

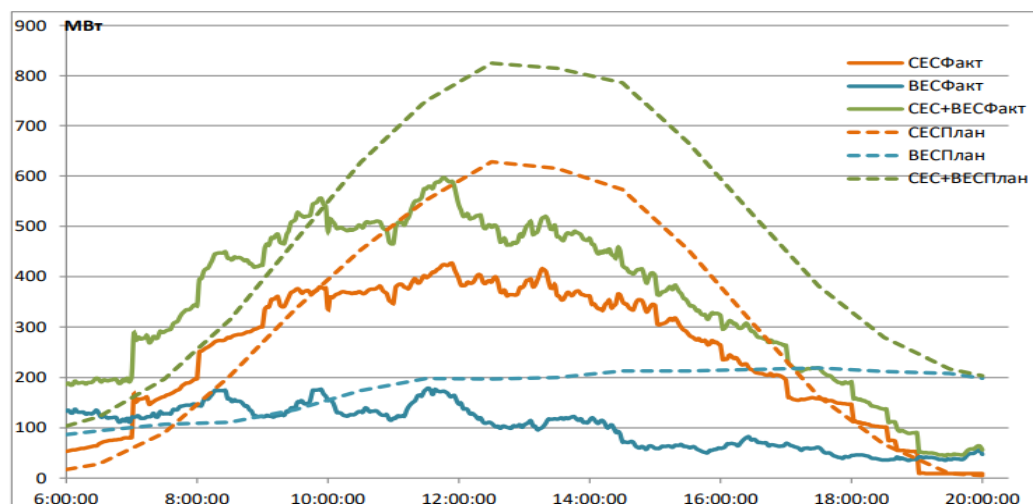


Рисунок 1.18 - Планова та фактична генерація ВЕС та СЕС України 6
травня 2018 р [2]

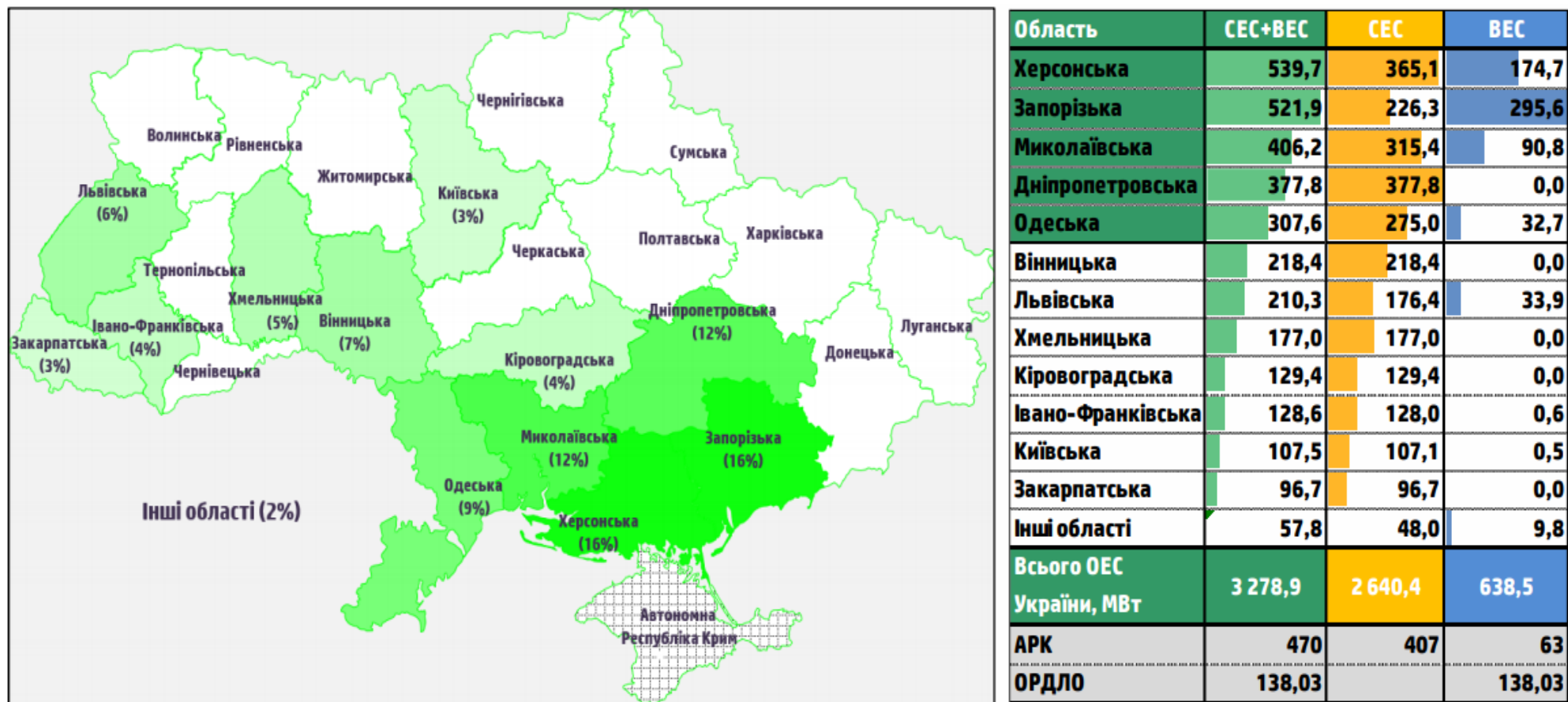


Рисунок 1.19 – Територіальний розподіл встановленої потужності СЕС та ВЕС по території України [47]

За даними ДП НЕК «Укренерго» одним із найбільш ефективних шляхів забезпечення стабільної роботи ОЕС України та збереження темпів зростання потужності СЕС та ВЕС у подальшій перспективі, завдання щодо яких встановлені Енергетичною стратегією України на період до 2035 року, є впровадження систем акумулювання електроенергії для компенсації флуктуацій сонячної та вітрової генерації в обсягах 0,1 ГВт до 2021 року, та 0,5 ГВт до 2025 року, а також збільшення потужностей високоманеврових ТЕС зі швидким стартом в період з 2020 року по 2025 рік з 0,5 ГВт до 2- 2,5 ГВт з підтримкою на цьому рівні у подальшій перспективі. Реалізація такого шляху забезпечує можливість інтеграції до складу ОЕС України до 2025 року до 4,2 ГВт потужностей ВЕС та 3,3 ГВт потужностей СЕС. При збереженні існуючої ситуації з розвитку генеруючих потужностей та відсутності реалізації спеціалізованих заходів щодо інтеграції ВЕС та СЕС (підвищення маневрових можливостей енергосистеми), можливості розвитку ВЕС та СЕС будуть обмежені на рівні 3 ГВт [6].

Існує значний досвід практичного використання ВЕС, зокрема щодо зміни потужності ВЕС при різких перепадах швидкості вітру. Так, за даними ІЕА для ВЕС в екстремальних погодних умовах зафіксовано стрибки потужності зі швидкістю 10-35% номінальної потужності за годину (окремі значення – майже до 40%).

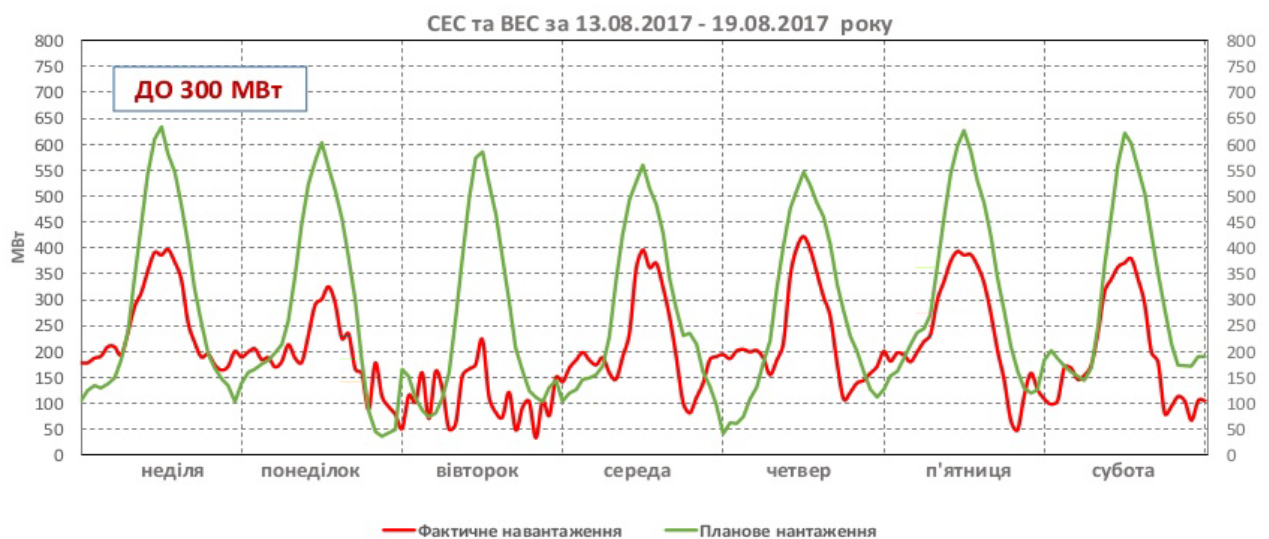


Рисунок 1.20 - Коливання фактичної потужності ВЕС та СЕС

від запланованої [22].

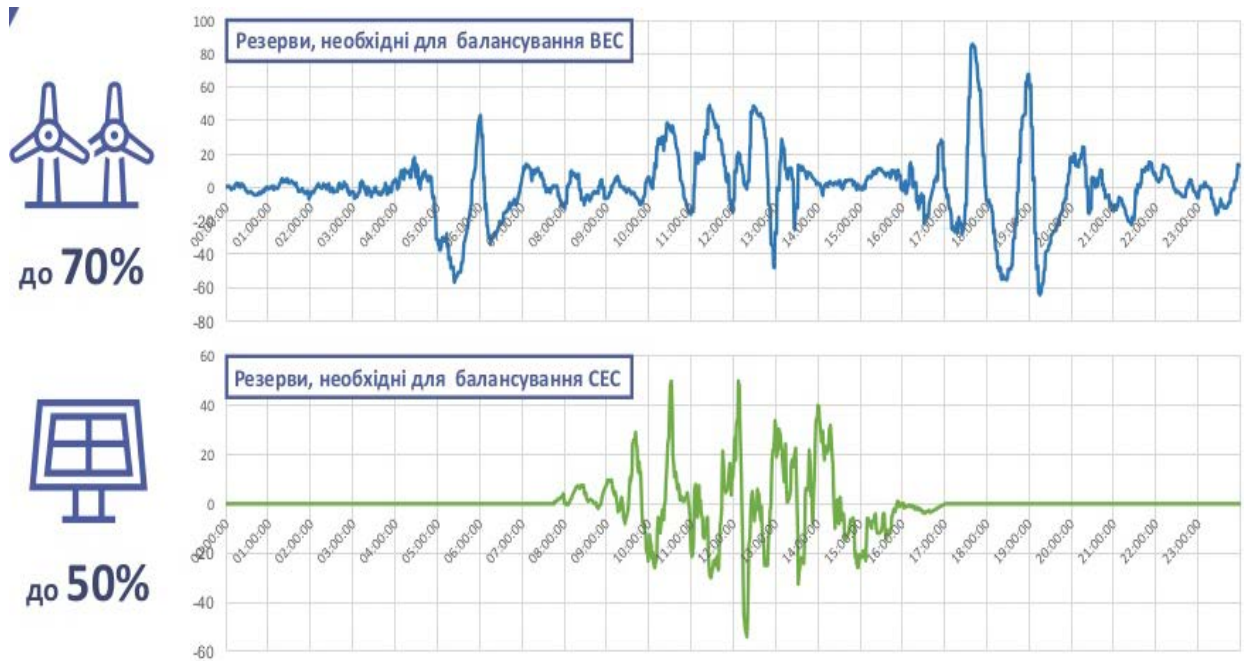


Рисунок 1.21 - Внутрішньогодинні коливання генерації з ВДЕ [22].

Проте середній темп змін – 5% на годину. Щодо змін за одну хвилину – зафіксовано максимальні значення 0,5-0,8% номінальної потужності. Розмах коливань потужності для одиничних агрегатів у цілому більший, ніж для ВЕС, що займають значну територію. Так, для 1-годинного осереднення стандартне відхилення зростає десь на третину при переході від великої кількості ВЕУ (понад 250) до малої (до 14 одиниць). На більш тривалих інтервалах часу можливі суттєвіші коливання потужності; в екстремальних ситуаціях вітротурбіни зупиняють повністю. Грозовий фронт звичайно потребує 4-6 годин, щоб перетнути територію в сотні кілометрів. Для такого часового масштабу актуальним є застосування різних методів прогнозування роботи ВЕС [24].

Слід зауважити, що невизначеність генерації ВДЕ може привести до неоптимального складу генеруючих одиниць на розрахунковий період для балансування ЕЕС. При раптовій зміні робочої потужності ВДЕ, наприклад, швидке зростання або заспокоєння вітру, електростанції, що знаходяться в роботі, повинні мати достатній резерв потужності для завчасного реагування на такі зміни.

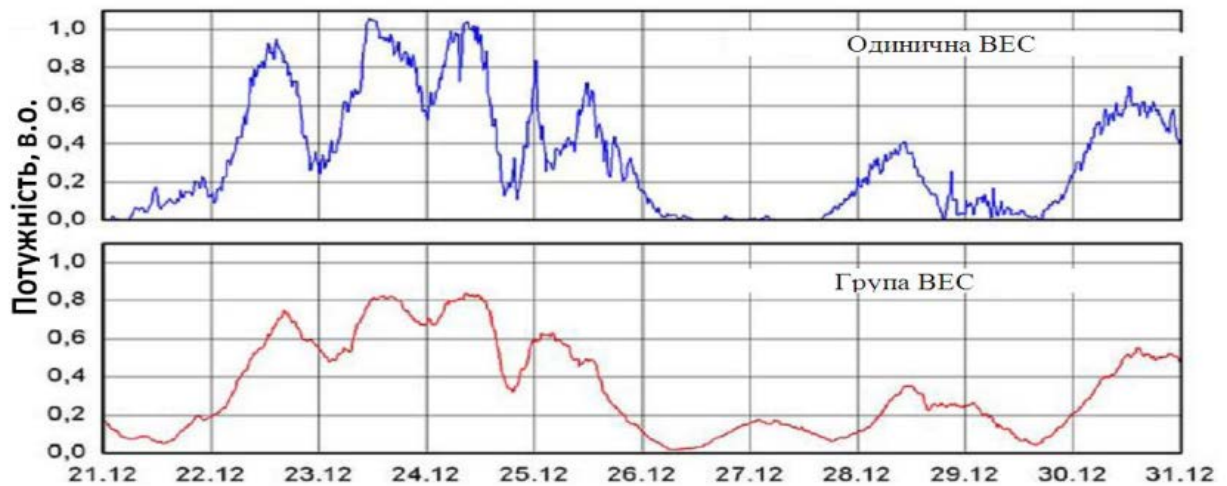


Рисунок 1.22 - Прогнозовані коливання потужності
одиначної та групи ВЕС [23].

Навіть за умови високої точності прогнозу потужності ВЕС та СЕС вплив може бути істотним. Для забезпечення надійного електропостачання споживачів за таких умов роботи ЕЕС повинна бути достатньо гнучкою. ЕЕС вважається гнучкою, якщо вона може впоратись з невизначеністю та мінливістю попиту і генерації електричної енергії за умови збереження надійності роботи енергосистеми при помірних додаткових витратах [18-21].

1.5 Базові показники оцінки балансової надійності електроенергетичних систем при інтеграції ВДЕ

Базовими показниками адекватності генерування стосовно рівня споживання вважаються такі індекси, як очікувана втрата навантаження *LOLE* (loss of load expectation), імовірність втрати навантаження *LOLP* (loss of load probability), частота втрати навантаження *LOLF* (loss of load frequency) та тривалість втрати навантаження *LOLD* (loss of load duration), а також індекс очікуваної недоданої енергії *EENS* (expected energy not served) [38]. Обсяг недоданої енергії через невідповідну генерацію визначається такими індексами, як очікувана втрата енергії *LOEE* (loss of energy expectation), чи імовірність втрати енергії *LOEP* (loss of energy probability) [36].

Існують різні підходи до визначення індексів такого роду. Концептуально вони визначаються наступними виразами:

$$LOLE = \sum_{i \in S} p_i T_i, \quad (1.1)$$

де p_i - імовірність перебування системи в i -му стані;

S – множина всіх станів системи;

T_i - тривалість стану (дискретність за часом).

Зазвичай $LOLE$ – це середня кількість днів чи годин за певний період (як правило за рік), коли навантаження перевищують досяжну потужність генерації. І хоча цей показник не відображає ні обсягу, ні частоти появи дефіциту потужності, він є широко вживаним індексом.

Інший схожий показник, що застосовується при вивченні надійності енергосистеми – імовірність втрати навантаження $LOLP$. Це прогнозована кількість часу в довгостроковій перспективі, коли очікуване навантаження буде більшим, ніж потужність наявних генеруючих потужностей. Одне з формулювань цього індексу [36]:

$$LOLP = \sum_j P[C_j] \cdot P[L_j > C_j], \quad (1.2)$$

де $P[\cdot]$ - імовірність певної потужності;

C_j - досяжна в j -й відрізок часу генерована потужність;

L_j - навантаження.

Ймовірна втрачена енергія $LOEE$ (loss of energy expectation) дорівнює $p_k E_k$, а очікувана втрата енергії за певний період розраховується як:

$$LOEE = \sum_{k \in S} p_k E_k, \quad (1.3)$$

Як правило, обирається розмірність «МВт·год./рік». Нормалізований індекс визначається діленням на загальну спожиту енергію:

$$LOEE_n = \sum_{k=1}^n \frac{p_k E_k}{E_\Sigma}, E_\Sigma = \sum_{t=0}^T E_L(t) \cdot \Delta t \quad (1.4)$$

де Δt - елементарний часовий інтервал,

n – кількість часових інтервалів

Індекс надійності енергії EIR (energy index of reliability) розраховується за формулою:

$$EIR = 1 - LOEE_n, \quad (1.5)$$

Для оцінки наявності дефіциту потужності в загальному випадку необхідно здійснити оптимізацію режиму за мінімумом загальної вартості спожитої електроенергії з формалізацією балансів виробництва-споживання, тобто мінімізації витрат палива. При їх проведенні вважається, що обмеження на можливість використання доступної потужності генерації відсутні, за винятком ВЕС і СЕС, яка задається випадковим чином з певного діапазону. Потужність споживачів, як правило, вибирається з певного діапазону випадковим чином. При виникненні дефіциту генерації диспетчерська служба ОЕС вживає заходів для його усунення, тобто неможливо розглядати стан ОЕС в певний час конкретної доби як незалежний від суміжних. Отже, для коректного розрахунку $LOLN$ необхідно використання складної методології з урахуванням всіх чинників. Тому критерій $LOLE$ сьогодні є найбільш використовуваним у світі для оцінки балансової надійності.

Значення показника балансової надійності повинно обиратися на основі визначення того рівня надійності покриття потреб споживачів в електроенергії, за якого додаткові витрати на його підвищення для ОЕС стають більшими, ніж компенсація вірогідного рівня збитків споживачів. Так, у колишньому СРСР імовірнісний норматив надійності у вигляді $Jd=0,004$ мав саме таке обґрунтування, яке базувалось на співставленні додаткових витрат на підвищення надійності енергопостачання та економічних втрат споживачів від перерви в електропостачанні. Звісно, такий підхід потребує постійного корегування значень показників балансової надійності під впливом зміни вартості додаткової генерації, необхідної для покриття дисбалансів в умовах лібералізованого ринку електроенергії, та рівня збитків від переривів в електропостачанні у окремих груп споживачів. Саме тому у розвинених

країнах показники надійності не мають свого економічного обґрунтування. На основі експертних оцінок прийняті їх певні значення, що служать індикаторами вибору рішень щодо забезпечення належного рівня надійності ОЕС.

Так, загальноприйнятий стандарт середнього числа днів дефіциту потужності *LOLE* у багатьох розвинених країнах дорівнює 0,1 діб/рік або 1 доби в 10 років (США), у Франції *LOLH* = 3 год./рік, у Великобританії *LOLH* = 4 год./рік, в Ірландії *LOLH* = 8 год./рік [38].

Висновки до розділу

1. В данному розділі досліджено стан ОЕС України та зростання потужностей СЕС і ВЕС у її складі. Базові показники балансової надійності системи, а також звіти з використання енергії ВДЕ та коливання її потужності у часі.

2. Стрімкі темпи інтеграції ВДЕ в ОЕС обумовлені розвитком технологій що призвели до зменшення вартості устаткування та надали потужний старт стрімкому будівництву об'єктів поновлювальної енергетики.

3. Результати отримані при дослідженні звітів стану ОЕС України вказують на те що зношеність устаткування генеруючих станцій призводить до перевитрат палива, зменшення робочої потужності та погіршення екологічних показників. Оскільки основне регулювання потужності здійснюється завдяки станцій ТЕС наявна проблема з приєднанням негарантованих джерел генерації. Джерела розосередженої генерації мають досить великий потенціал для підвищення продуктивності розподільних електричних мереж. Однак конструкція ОЕС і режими її роботи створюють низку завад для впровадження ВДЕ. Також є наявні проблеми з покриттям нерівномірностей добових графіків споживання. В наслідок чого було проведено дослідження можливих варіантів інтеграції ВДЕ в ОЕС.

2. МУЛЬТИАГЕНТНІ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ

2.1 Загальна характеристика мультиагентних систем

2.1.1 Концепція Smart Grid

Прогнозована міжнародними організаціями тенденція подальшого розвитку ПДЕ потребує відповідної перебудови мережевої інфраструктури в умовах розвитку ринку електроенергії на основі сучасних «інтелектуальних» систем – Smart Grid для автоматизації управління потоками енергії, режимного регулювання перетоками і споживанням електроенергії з планомірним використанням маневрених потужностей.

Важливим і новим системним фактором, який підсилюється в міру розвитку РГ, є широке залучення споживачів до процесу управління режимами ЕЕС, у тому числі за допомогою механізмів управління попитом (DR), розвиток та впровадження систем акумулювання енергії (Energy Storage System), новітніх технологій «розумних» систем обліку – Smart Metering, а також інших інноваційних технологій.

Процес інтеграції ПДЕ та джерел РГ в ЕЕС потребуватиме:

- впровадження технологій Smart Grid, Smart Metering, систем управління попитом, пристроїв зберігання енергії та інших механізмів, що підвищують гнучкість енергосистеми;
- відмови від жорсткого диспетчерського регулювання на користь координації роботи всіх складових мережі;
- інтеграції Smart-технологій в процеси контролю, обліку та діагностики активів, що забезпечить перспективні можливості самовідновлення енергосистеми;
- побудови високопродуктивної інформаційно-обчислювальної інфраструктури, як ядра енергетичної системи;
- формування передумов для широкого впровадження нових пристроїв, що підвищують маневреність і керованість обладнання для гнучких зв'язків, вставок постійного струму, накопичувачів енергії тощо;

- розвитку розподілених «інтелектуальних» систем управління та аналітичних інструментів для підтримки вироблення та реалізації рішень в режимі реального часу;
- вдосконалення системного метеорологічного прогнозування генерації ПДЕ на основі ефективного досвіду зарубіжних країн (Іспанія, Німеччина, Данія та інші);
- розвитку операційних систем наступного покоління (SCADA/EMS/NMS), що дозволяють використовувати інноваційні алгоритми і методи управління енергосистемою, в тому числі її новими активними елементами;
- формування інтегрованої нормативної бази, стандартизації, технічного забезпечення розвитку «інтелектуальної» електроенергетичної системи [26].

2.1.2 Розвиток інтелектуальних мереж

На сьогодні з розвитком розосереджених джерел електроенергії та активних споживачів підвищується складність керування інтелектуальними електричними мережами. Централізоване керування стає неефективним через значні потоки інформації, оскільки багато часу витрачається на її передавання в центр та прийняття там рішень. Технології мультиагентного керування дають змогу підвищити ефективність керування такими електричними мережами [25].

На загальносвітовому рівні концепції Smart Grid поєднують ряд сучасних напрямів і технологій, серед яких:

- системи управління режимами енергосистем та енергоспоживанням, у тому числі «інтелектуальні» системи управління при централізованій та розподіленій генерації електроенергії, включаючи альтернативні джерела енергії;
- системи автоматизації розподілу електроенергії для середніх і низьких класів напруг (Distribution automation);

- «розумний» облік – технології «інтелектуальних» систем обліку і розрахунків (Smart Metering) та режимного управління навантаженням;
- системи абонентського обліку та білінгу в галузі електропостачання та комунального обслуговування (Customer Information System);
- системи зарядки електромобілів тощо. Впровадження технологій «інтелектуальних» мереж сприятиме інтеграції в електромережу поновлюваних джерел енергії [26].

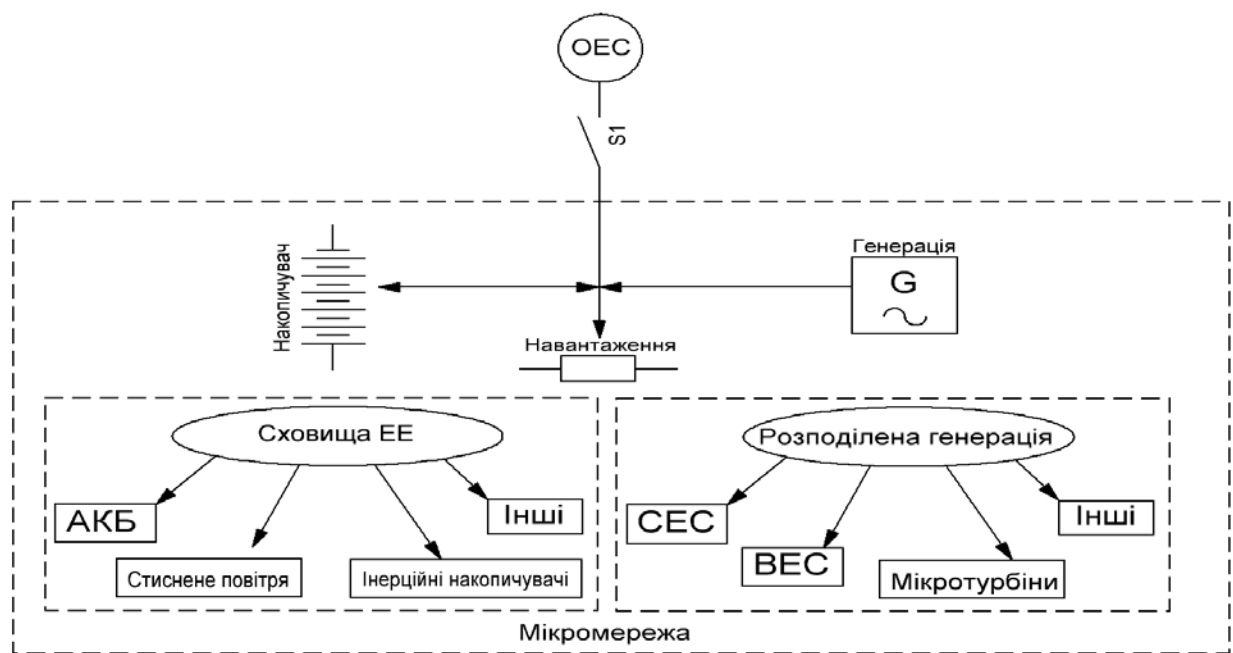


Рисунок 2.1 - Загальна архітектура мікромережі

Концепція розвитку Smart Grid в енергетиці у більш глобальному розумінні – це не лише новітні енергетичні технології, але також сучасні інформаційні та комунікаційні технології білінгу, електронної комерції, моделювання та зберігання даних, віртуалізації, комп'ютерної безпеки, розподілених обчислень, збору, обробки та передачі інформації в реальному часі. На сьогодні виділяється три покоління Smart Grid, що дозволяє послідовно рухатися до цільової моделі:

1. Smart Grid 1.0 – стан електроенергетичної інфраструктури, при якому окремі пристрої та об'єкти системи можуть підключатися до мережі без використання єдиних цифрових стандартів;

2. Smart Grid 2.0 – стан електроенергетичної інфраструктури, при якому підключення будь-яких вузлів системи можливо тільки за умови переходу на єдиний IP-протокол та включення в єдину інтегровану IP-мережу;

3. Smart Grid 3.0 – гнучка енергетична система, яка базується на принципах децентралізованого керування та рівноправності споживача і постачальника. Для розвитку систем Smart Grid та створення нормативної бази сьогодні розробляються сімейства стандартів за напрямками:

- стандарти побудови архітектури та організації взаємодії Smart Grid, які базуються на принципах системної організації;
- стандарти послуг, які включають електронну комерцію, організацію бізнес-процесів, забезпечення безпеки та білінгу (ebix);
- стандарти з управління та обміну інформацією в енерго-інформаційних мережах, які включають «розумні вимірювання», синхронізацію часу, автоматизу підстанцій та енергетичних установок, організацію контролю та діагностики;
- стандарти нових енергетичних технологій, які включають «розумні» пристрої, «інтелектуальні» системи накопичення і перерозподілу електроенергії, а також енергетичні установки на основі поновлюваних джерел енергії [26].

Важливою задекларованою особливістю SMART Grids є можливість для постачальників електроенергії контролювати роботу електроустановок споживачів, тобто дистанційно регулювати споживання електроенергії, зсуваючи його в часі й «підганяючи» під оптимальний графік сукупного генерування. У перспективі за рахунок гнучких зворотних зв'язків з використанням комунікаційних мереж можливе керування режимами роботи окремих електроустановок споживачів з метою адаптування режимів споживання під нестабільне генерування ВДЕ.

Розосереджені джерела електроенергії (Distributed Energy Resources) поділяються за ступенем впливу випадкових процесів природного середовища та первинними енергоносіями на:

- відновлювані джерела з умовно-керованим генеруванням (Renewable, Variable) – використовують відновлювані ресурси, але генерування суттєво змінне у часі (ВЕС, СЕС);

- відновлювані джерела з керованим генеруванням (Renewable, Non-Variable) – використовують відновлювані ресурси, а генерування постійне протягом деякого періоду часу (МГЕС, геотермальні, біогазові установки тощо);

- не відновлювані джерела з керованим генеруванням (NonRenewable, Non-Variable) – використовують традиційне або суміжне паливо, але забезпечують керованість процесу генерування (когенераційні установки (КГУ), парогазові та газотурбінні установки (ПГУ, ГТУ) та ін.) [29].

2.2 Прогнозування виробництва енергії від ВДЕ

На шляху високих темпів впровадження фотоелектричних систем постають дві головні перепони – мінливість і невизначеність, тобто той факт, що їх поточна потужність мінлива на всіх часових масштабах (від декількох секунд до років), і що сама ця мінливість є важко передбачуваною. Непостійність генерування сонячних станцій негативно впливає на роботу енергосистем. Засоби для розширення цих меж:

- по-перше, можна створити резервну ємність для енергії, здатну згладжувати режими генерації;

- по-друге, це швидке вмикання резервних потужностей, що мають контрольований характер. Важливо також досягти кращої передбачуваності сонячної енергії, яка дозволила б надійно балансувати виробництво та споживання електроенергії [27].

Сфера прогнозування сонячної і відповідної фотоелектричної енергії швидко розвивається. Актуальними стають прогнози на різні часові горизонти, починаючи від декількох хвилин до декількох днів вперед. Дослідженням у цій галузі присвячено окреме завдання Міжнародного

енергетичного агентства, а саме – Програма фотоелектричної енергетики (IEA-PVPS) [28].

Для прогнозування сонячної та фотоелектричної енергії використовуються різноманітні ресурси, включаючи традиційні виміри погодних даних, інформацію діючих сонячних електричних станцій (СЕС), аерокосмічних даних спостереження за хмарним покривом, різних числових, тобто аналітичних моделей прогнозу погоди (Numerical Weather Prediction, або NWP-моделі), що становлять основу сучасного прогнозування погоди. Придатність цих ресурсів варіюється в залежності від горизонту прогнозування: для короткострокових прогнозів (до шести годин) краще використовувати дані вимірів, у той час як аналітичні моделі стають дієвими для горизонту прогнозування понад шість годин. Кращі результати забезпечує комбінування різних підходів, статистична обробка результатів, використання даних вимірювань для уточнення параметрів моделей.

Таблиця 2.1 - Методи прогнозування виробництва енергії від ВДЕ

Метод	Частота вибірки	Розділова здатність	Просторова протяжність	Горизонт прогнозування
Моедель постійності	висока	1 точка	1 точки	хвилини
Зображення неба знизу	30 с	10-100 м	3-8 км	Десятки хвилин
Супутникове зображення хмар	15 хв	1 км	65°S-65°N	до 5 годин
Аналітичний прогноз погоди	1 год.	2-50 км	вся планета	до 10 днів

Короткострокове прогнозування (Intraday). Цей термін визначає прогноз від 0 до 6 годин наперед. Короткострокові прогнози є важливим компонентом інтеграції непостійних відновлюваних джерел енергії до енергосистем. Наприклад, у Каліфорнії (де значна частка сонячної енергетики США) оператор системи CAISO використовує, крім прогнозу на наступний день, такі прогнози: прогноз на годину, за 105 хвилин до робочої години та орієнтовний прогноз на 7 годин після операційної години.

Для прогнозу сонячної енергії використовуються різні методології в залежності від горизонту прогнозування. Стохастичні методи "навчання" виявляють закономірності в рядах даних як стосовно однієї змінної (наприклад, метод авторегресії), так і між різними змінними або зображеннями. Найпростішим прикладом є модель постійності, в основі якої лежить екстраполявання поточного значення на наступний момент, з урахуванням лише зміни кута підйому Сонця. Точність такого прогнозу різко зменшується зі збільшенням горизонту прогнозування.

Загальне зображення неба може бути використане для прогнозування на 10-30 хвилин вперед, застосовуючи методи обробки зображень і відстеження руху хмар на фотознімках неба. Рівень сонячної радіації визначається для поточної хмарності, а потім тінь від хмар умовно переміщується на основі розрахованої швидкості і напрямку руху хмар. Для супутникових знімків застосовується аналогічний підхід. За інтенсивністю кольору хмар можна розрахувати освітленість земної поверхні. За просторовою та часовою роздільною здатністю космічні знімки звичайно забезпечують нижчу точність короткотермінового прогнозу, ніж зображення неба знизу, і застосовуються для тривалих прогнозів.

Сонячне прогнозування на основі цілісного аналізу знімків неба складається з чотирьох компонентів:

- 1) створення чи придбання актуального зображення неба, зробленого в безпосередній близькості від потрібної площадки (рис. 2.2);

2) аналіз даного зображення, ідентифікація хмар (в ідеалі треба розрізняти тонкі і густі хмари);

3) оцінка векторів руху хмар з використанням послідовних зображень (рис. 2.2);

4) використання позиції і вектора руху хмар для короткочасного прогнозу.

Прогноз на термін понад 6 годин. Основною інформацією є дані прогнозу погоди (NWP-моделі). Автокореляція індексу хмарності швидко падає протягом декількох годин, знижуючи ефективність методів, заснованих виключно на попередніх даних, без урахування їх динаміки.

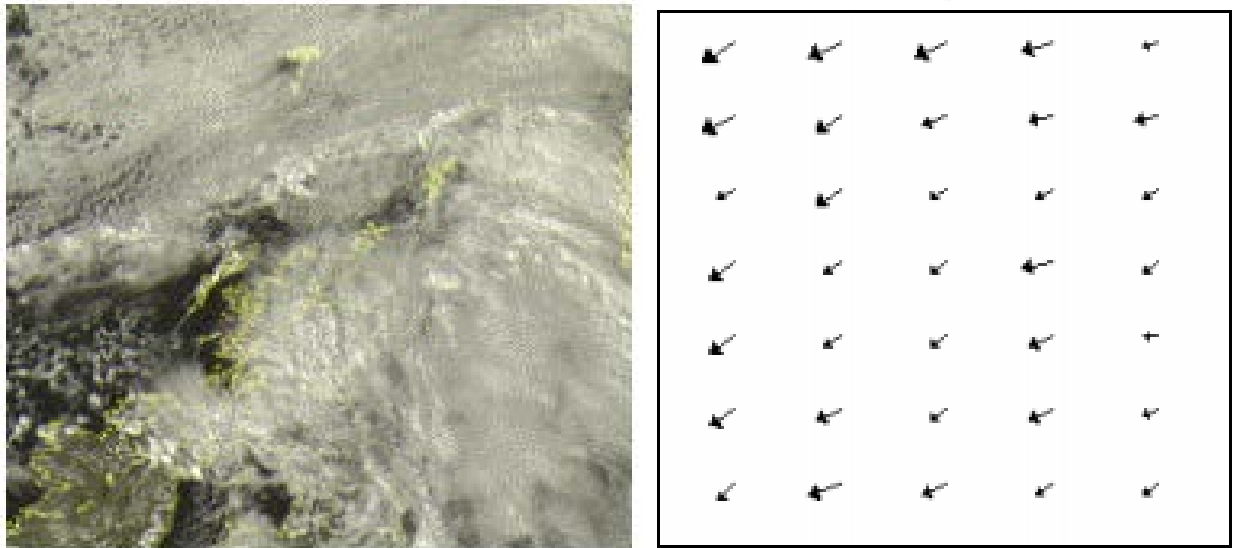


Рисунок 2.2 - Фото та фрагмент векторної карти руху хмар [27]

NWP-моделі базуються на динамічних рівняннях, що описують зміни в атмосфері на декілька днів вперед. Глобальні моделі стосуються всієї планети і побудовані в 3-вимірному просторі з градацією по висотах. Початок розрахунку ініціюється декілька разів на день, в якості початкових умов використовуються дані космічних супутників, радарів, радіозондів та наземних станцій.

Таблиця 2.2 Моделі прогнозування навантаження

Моделі	Переваги	Недоліки
Статистичні моделі		
Регресійні	Простота та гнучкість моделювання	Трудомісткість знаходження коефіцієнтів залежності; неможливість моделювання нелінійних процесів
Авторегресійні	Простота моделювання; велика різноманітність сфер застосування	Трудомісткість і ресурсомісткість ідентифікації;
Моделі експотенціального згліджування	Простота моделювання	Недостатня гнучкість; обмеження застосування
Структурні моделі		
Нейромережеві моделі	Нелінійність, масштабованість, висока адаптивність, велика різноманітність сфер застосування	Відсутність прозорості, складність вибору архітектури, жорсткі вимоги до навчальної вибірки, складність вибору алгоритму навчання
Моделі на базі ланцюгів Маркова	Простота моделювання	Неможливість моделювання процесів з довгою пам'яттю, вузька застосованість моделей
Моделі на базі класифікаційних регресійних дерев	Масштабованість, швидкість і простота процесу навчання, можливість враховувати категоріальні змінні	Неоднорідність алгоритму побудови дерева, складність питання зупинки

Комбінування прогнозів. До найуживаніших методів аналітичного прогнозування належить представлення поточних показів сонячної радіації (чи потужності СЕС) у вигляді часового ряду та застосування авторегресії з рухомим середнім (ARMA), методу Байєса, представлення послідовністю Маркова, методи штучного інтелекту типу нейронних мереж (ANN). Часто

використовуються комбінації різних моделей, зокрема новітніх – моделі нечіткої логіки (fuzzy logic), вейвлет-аналіз, генетичні алгоритми.

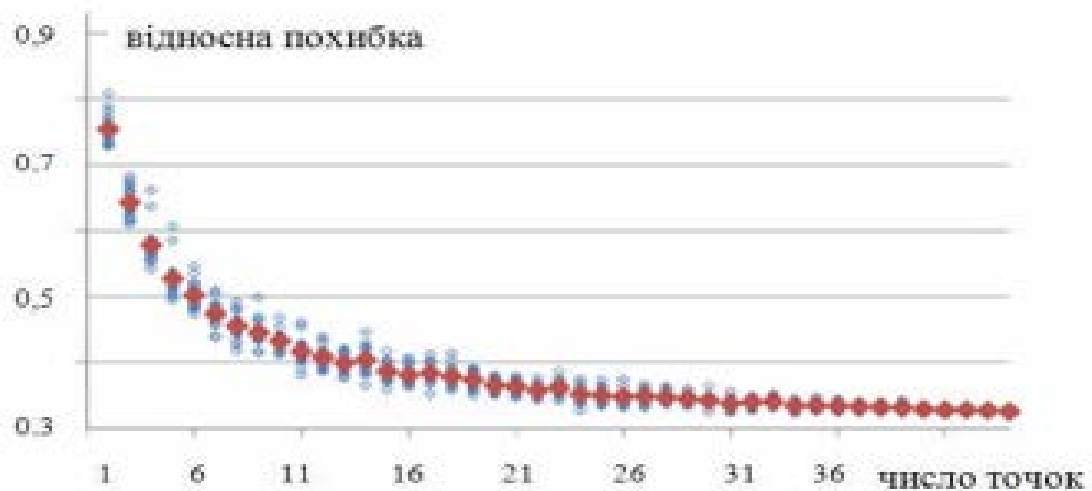


Рисунок 2.3 - Залежність сукупної похибки прогнозу від кількості площадок [27]

Часові ряди, що відображають інтенсивність радіації, генеруються за даними з п'яти метеостанцій регіону. Станції обладнано піранометрами та іншим метеорологічним обладнанням. Погодинні дані стосуються десяти років спостережень. Попередньою обробкою відкинуто близько 4% даних як нетипових. Стан хмарності поділено на 8 градацій. В якості розрахункової запропоновано гібридну модель ARMA/ANN – авторегресії та нейронних мереж. Оскільки методи авторегресії застосовні до стаціонарних часових рядів, а рівень радіації має змінну природу, зокрема сезонну, запропоновано способи забезпечення стаціонарності ряду. Це, зокрема, використання нормалізованих величин – індексу прозорості або чистоти неба та застосування періодичних коефіцієнтів (сезонної декомпозиції ряду). Індекс прозорості (Clearness Index) визначається як відношення рівня радіації на поверхні землі до позаземного рівня (без атмосферних перешкод). Індекс чистого неба (Clear Sky Index) будується аналогічно, але враховує все випромінювання, що потрапляє на горизонтальну площадку. Очищений таким

чином часовий ряд має ознаки стаціонарності зі значимою автокореляцією на першому лазі [27].

Першочерговим заходом із забезпечення інтеграції ВДЕ є запровадження системи точного прогнозування з відхиленням: на ринку на добу наперед – 5-10%, на внутрішньодобовому ринку- 3-5 % [32]. Але враховуючи відсутність такої можливості більш доцільним є впровадження високоманеврених потужностей в ОЕС України. Оскільки точність прогнозу залежить від розташування, тривалості вимірів та інших факторів, важко зробити оцінку якості прогнозу лише на підставі метрик. Потрібне порівняння різних підходів за однакових умов чи порівняння можливостей прогнозу в різних регіонах – так, за результатами дослідження [37] значення середньоквадратичної похибки становило 20-35% в Іспанії і досягало 40-60% у Центральній Європі при прогнозуванні за тією ж моделлю. Кращі результати в прогнозуванні на наступний день, досягнуті із застосуванням подальшої статистичної обробки, досягали 15-25% [27].

2.3 Застосування накопичувачів енергії

На даний момент електроенергія є таким товаром, який необхідно споживати в процесі його виробництва і, навпаки, виробляти в процесі його споживання. Невиконання цього тимчасового балансу може привести до аварій і катастроф в енергосистемі. Існуючі накопичувачі електричної енергії дозволяють застатися невеликою її кількістю, проте навіть такий невеликий запас можливо використовувати досить ефективно.

В світових енергетичних системах все більшого значення набувають системи накопичення і зберігання енергії. На сьогодні їх сукупна потужність у світі досягла майже 170 ГВт. Найбільші потужності зосереджені в Китаї (19% від світових), Японії (17%), США (14%) і країнах Європи (Іспанія, Італія, Німеччина та інших). За прогнозами до 2030 року потужність накопичувачів енергії може зрости в три рази. Основними причинами цього є поширення відновлюваних джерел енергії та поява нових вимог до електроенергетичних

систем. Абсолютне лідерство в структурі накопичувачів займають гідроакumuлюючі електростанції, частка яких в сукупній потужності світових систем зберігання енергії становить 96%, але роль інших видів накопичувачів енергії досить швидко зростає. Динамічний розвиток технологій накопичення електроенергії може помітно змінити енергосистеми. Це певною мірою знизить попит на викопні палива, оскільки накопичувачі все більше замінятимуть теплову генерацію в ролі балансувальника електроенергетичних систем. Накопичувачі енергії стануть таким же елементом енергосистеми, як генерація, передача, розподіл і збут, які забезпечують вартісну ефективну гнучкість їх функціонування.

Основний ефект від застосування накопичувачів в мережах полягає в забезпеченні безперебійного електропостачання груп споживачів, які вимагають за своїми технологічними процесами і соціальним значенням в житті суспільства підвищеного рівня надійності, зниження втрат електроенергії і потужності в електричних мережах, скорочення інвестицій в будівництво генеруючих і електромережних об'єктів, розвантаження мереж від реактивної потужності і підвищення їх пропускної здатності, стабілізації напруги в вузлах мережі, часткової нейтралізації наслідків розвитку системних аварій [30].

Накопичувачі енергії на базі літій-іонних батарей (ЛІА) знижують вплив стохастичності генерації на надійність мережі при впровадженні ПДЕ. Накопичувач енергії негайно реагує на зміну навантаження споживача, і в залежності від потреб, накопичує або віддає в умовах диспетчеризації роботи об'єктів генерації.

Можливості ЛІА в якості накопичувачів енергії:

- у генерації це: підтримування частоти; компенсація стохастичності режимів генерації ПДЕ; альтернатива будівництву генерувальним потужностям для електропостачання віддалених та ізольованих енергорайонів;

– у мережах: підтримування необхідної якості електроенергії; згладжування піків навантаження в електричній мережі; альтернатива реконструкції мережевої інфраструктури у «вузьких» ділянках мережі; альтернатива розширенню мережевої інфраструктури для електропостачання віддалених та ізольованих енергорайонів;

– для споживачів: зниження витрат на електроенергію; забезпечення безперебійності енергопостачання; підвищення якості електроенергії; використання в складі інфраструктури для «розумного» будинку/електромобілів [8].

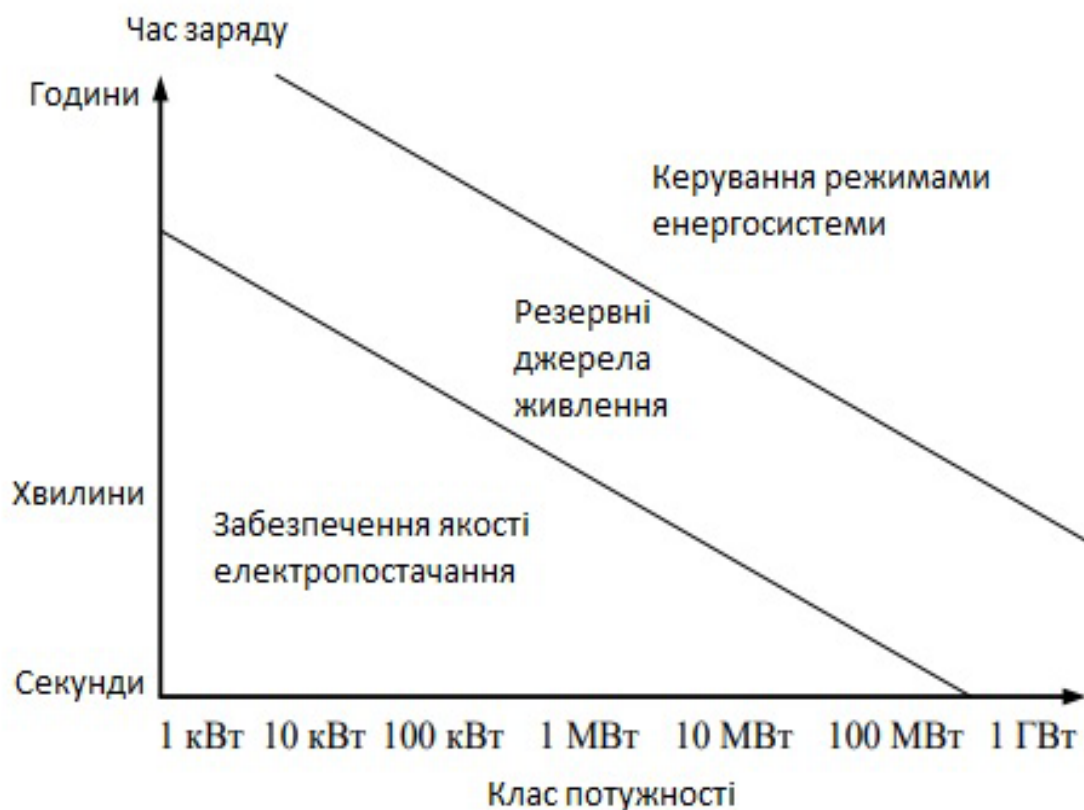


Рисунок 2.4 - Діаграма для класифікації накопичувачів енергії

Запаси енергії допоміжного обладнання, такого як джерела резервного живлення, повинні бути достатніми для забезпечення роботи ВЕС та СЕС принаймні при шести незалежних аварійних ситуаціях протягом 5 хвилин, визначених в додатку М таблиця М3 [34]. Вартість систем зберігання та конструкції різного типу батарейних систем. За оцінкою IRENA, вартість систем акумулювання продовжує знижуватися, окремі види батарейних

технологій виробництва наближено до нижньої межі, зумовленої собівартістю основних матеріалів і хімічних сполук. На окремі технології прогнозується зниження ціни до 2020 р. майже в 1,5 – 2 рази. Це узгоджується з прогнозом до 2020 р. компанії *Tesla* щодо зниження майже вдвічі діючих цін літій-іонних акумуляторів для домашніх *PV*-установок – до рівня 0,2 дол [8].

Питомі капітальні витрати для літій-іонних накопичувачів знизилися на 24% для використання в магістральних мережах і на 11% – для побутових споживачів. Найменший рівень капітальних витрат спостерігається для послуг з регулювання частоти, де мінімальні значення питомих витрат знизилися з 211 дол. США за МВт•год у 2015 р. до 190 дол. США за МВт•год у 2016 р [8].

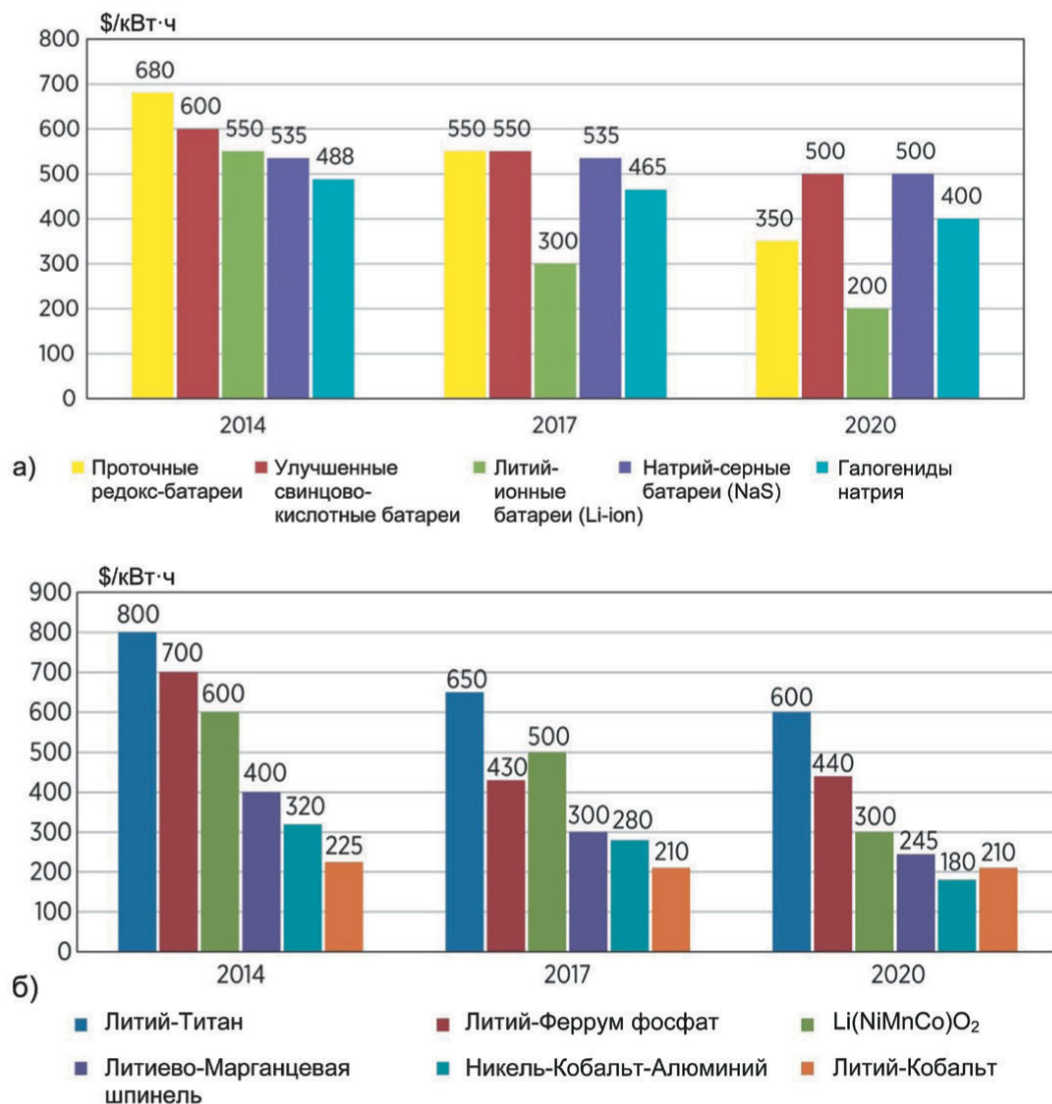


Рисунок 2.5 – Орієнтовані ціни на електричні акумулятори для домашніх та промислових установок [8].

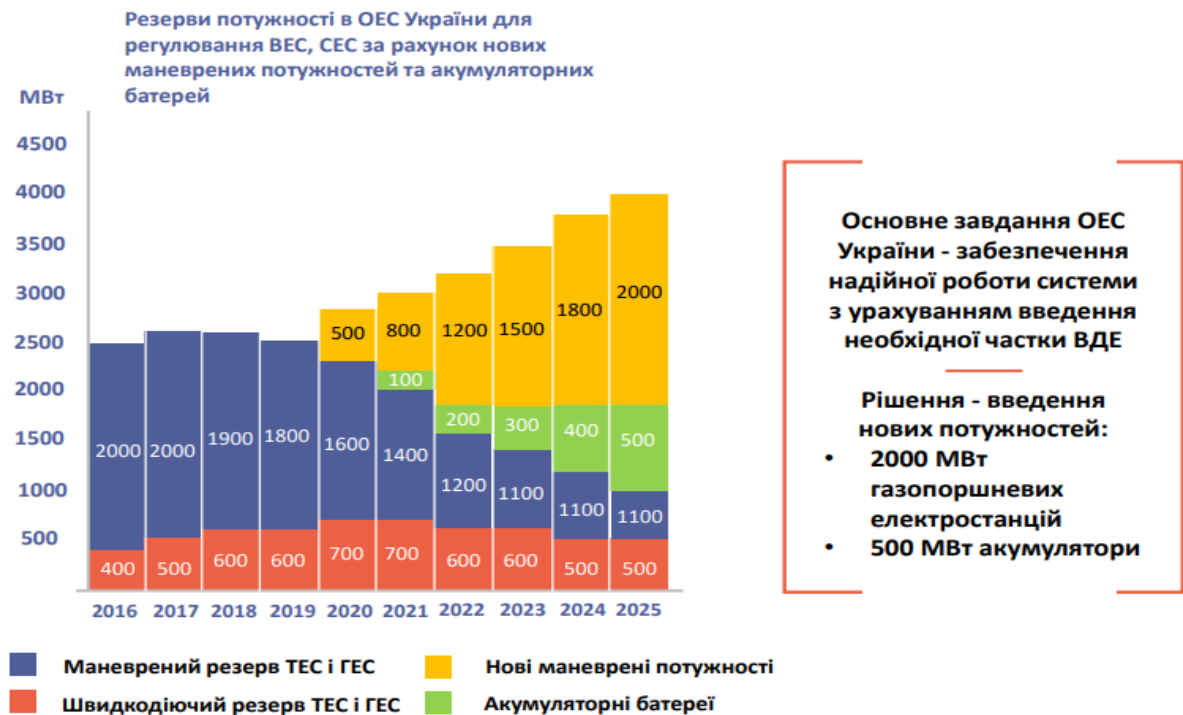


Рисунок 2.6 - Можливі комбінації балансуючих потужностей для подальшого розвитку ВДЕ у складі ОЕС України [32].

Згідно СОУ НЕК 341.001:2019 ВЕС та СЕС та будь-які компенсуючі пристрої, що відносяться до електростанції, повинні витримувати короткочасне падіння напруги до 20% U_n в ТЗП без відключення чи зниження потужності генерації за вимогами.

2.4 Управління попитом DSM

«Управління попитом» (англ. Demand Side Management – DSM або Demand Response – DR) – це сукупність заходів, спрямованих на підвищення, зниження та перенесення навантажень споживачів та споживачів-регуляторів (англ. Controllable loads) з одного часу доби на інший, що вирівнює споживання протягом доби. В якості споживачів-регуляторів можуть виступати будь-які споживачі або групи споживачів електричної енергії, які мають помітний вплив на сумарне добове навантаження та можуть змінювати свою потужність відповідно до графіка навантаження. Зазвичай за кордоном виділяють три типи споживачів-регуляторів рис. 2.7 типи споживачів регуляторів.

В сучасних умовах конкуренції на лібералізованих ринках електроенергії розвинутих країн світу, в тому числі і України, споживач отримує право вільного вибору постачальника електроенергії, що сприяє посиленню конкуренції за надання кращих послуг та активізації впровадження інноваційних технологій. В електроенергетичних системах DR відноситься, в основному, до тимчасового зниження обсягів електроспоживання, середня тривалість заходів складає 1–4 год та є відповіддю на цінові сигнали ринку електричної енергії чи оператора електричної мережі. Ефект від застосування вимірюється в кВт спожитої потужності (також відноситься до зменшення пікового споживання кВт·год) та зменшенні витрат [33].

Типи споживачів-регуляторів

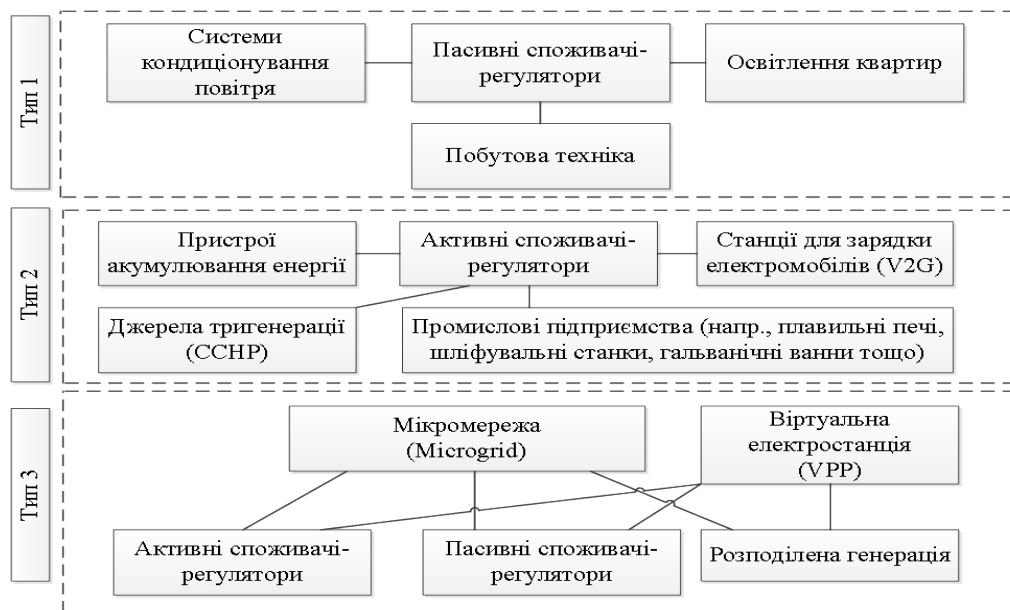


Рисунок 2.7 – Типи споживачів-регуляторів [33].

На відміну від DR, програми, пов'язані з DSM, спрямовані на довгострокову перспективу функціонування, і включають зменшення загального рівня енергоспоживання шляхом впровадження заходів з підвищення енергоефективності та енергозбереження. Ефект від застосування вимірюється в кВт·год. (також застосовується для оцінки зменшення пікового споживання в кВт).

Результатом впровадження програм DSM вигоду отримують не лише домогосподарства, підприємства та комунальні структури, але й суспільство в цілому. За сферою дії програми DSM можна поділити на регіональні програми, локальні програми, програми для промислового району та одиничні програми які можуть впроваджуватись безпосередньо на підприємствах в рамках існуючих систем енергетичного менеджменту та планування енергоспоживання [33].

Висновки до розділу

1. В данному розділі були проаналізовані особливості роботи системи SmartGrid і схема функціонування мікромережі. Огляд методів прогнозування надав розуміння того що точність прогнозів залишається на незадовільному рівні, та потребує обробки інформації великих об'ємів з усіх доступних джерел.

2. Аналіз застосування систем SmartGrid різних рівнів показав що ОЕС України ще не готова до кардинальних змін у своїй структурі але рухається у напрямку децентралізації що згодом надасть можливість впровадження даних технологій, в тому числі технологій накопичення.

3. Досліджені основні переваги застосування накопичувачів електричної енергії для подальшої інтеграції ВДЕ в склад генеруючих потужностей. Накопичувачі енергії на базі літій-іонних батарей (ЛІА) знижують вплив стохастичності генерації та підвищують надійність мережі при їх впровадженні. Накопичувач енергії негайно реагує на зміну навантаження споживача, і в залежності від потреб, накопичує або віддає в умовах диспетчеризації роботи об'єктів генерації, також можливість негайного введення додаткової пужності надає операторам потужний інструмент для підтримки частоти в мережі. На основі цього прийнято рішення дослідити вплив накопичувачів в мережі більш детально.

3 ОЦІНКА ВПЛИВУ ВДЕ НА ЗБАЛАНСОВАНІСТЬ РОБОТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ

3.1 Математична модель роботи СЕС

Для аналізу роботи ЛПА в складі СЕС приєднаної до мережі використаємо модель розроблену Куліком М.М. [35]. Для дослідження впливу накопичувача застосуємо середовище моделювання MatlabSimulink. Оскільки запропонована модель не повністю враховує усі процеси в накопичувачі вона була модифікована шляхом додавання розробленої моделі накопичувача електричної енергії.

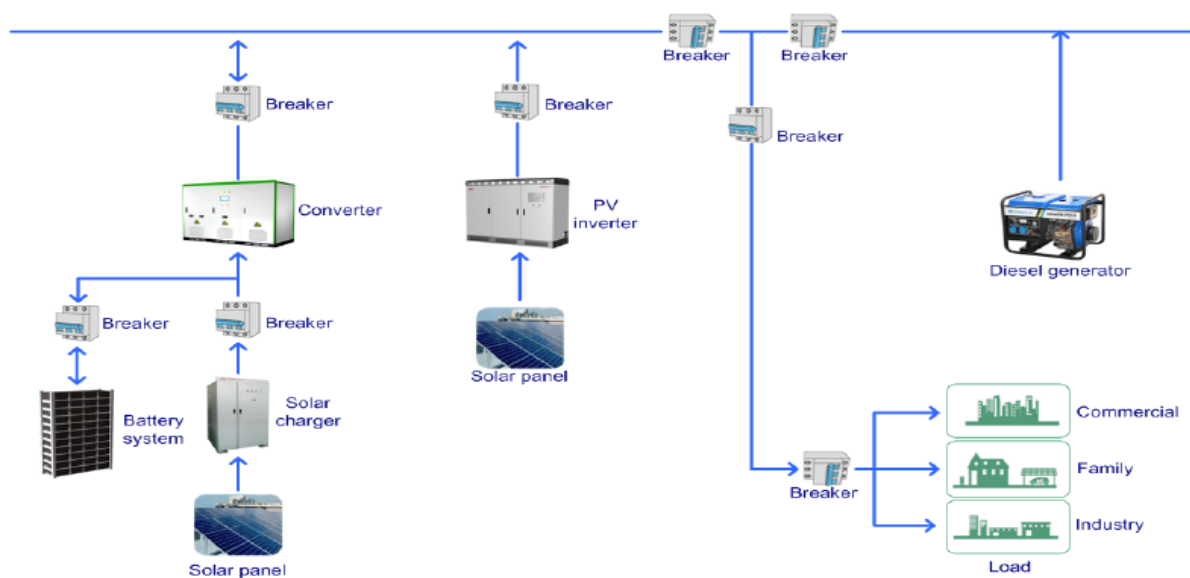


Рисунок 3.1 - Схема приєднання блоку ЛПА до мережі [48]

$$\frac{d\omega(t)}{dt} = \frac{\sum_{i=1}^I P_{ei}(t) + P_{AB}(t) - P_H(t) - P_M(t) + P_{CEC}(t)}{T_c P_{\sum e0} \omega(t)} \omega_0^2 \quad (3.1)$$

Загальний баланс потужності в енергосистемі

$$\frac{dP_{ei}(t)}{dt} = \frac{P_{e0i} - P_{ei}(t) + B_{ei}(\omega(t) - \omega_0)}{\tau_{ei}}, i = \overline{1, I} \quad (3.2)$$

Процес зміни в часі потужностей генераторів в залежності від кутової частоти

$$\frac{dP_H(t)}{dt} = \frac{P_{H0} - P_H(t) + C_H(\omega(t) - \omega_0)}{\tau_H} \quad (3.3)$$

Процес зміни в часі потужностей навантаження в залежності від кутової частоти

$$P_{AB}(t) = (e^{-\frac{t}{\tau_{AB}}} - 1)F_{AB}(t) \quad (3.4)$$

Процес регулювання потужності акумуляторної батареї

$$A_k = \frac{1}{M} \sum_{m=0}^{2M} (P_{CEC}(t_m) \cos \frac{2\pi k}{T} t_m), k = 0, 1, \dots, M \quad (5) \quad (3.5)$$

$$B_k = \frac{1}{M} \sum_{m=1}^{2M} (P_{CEC}(t_m) \sin \frac{2\pi k}{T} t_m), k = 0, 1, \dots, M \quad (3.6)$$

$$F_{AB}(t) = A_{AB}(\omega(t) - \omega_0) + Q_{AB} \frac{\delta\omega}{\delta t} + S_{AB} \int_{t_0}^{t_1} (\omega(\tau) - \omega_0) d\tau \quad (3.7)$$

Обмеження на швидкість зміни потужності

$$L_{ABng} \leq \left| \frac{dP_{AB}(t)}{dt} \right| \leq L_{ABeg} \quad (3.8)$$

$$t \in [t_0, T], P_{AB} \in [P_{ABg1}, P_{ABg2}]$$

Обмеження на рівень потужності АБ

$$P_{AB.min} \leq P_{AB}(t) \leq P_{AB.max} \quad (3.9)$$

де T_c - постійна часу енергосистеми;

$P_{\Sigma e0}$ - сумарна потужність генераторів у початковий момент часу;

$P_{gi}(t), P_n(t), P_{AB}(t), P_{CEC}(t), P_m(t)$ - шукані змінні-функції потужностей, що відповідають генераторам, навантаженню, акумуляторній батареї, СЕС та втратам у мережі відповідно;

$\tau_{gi}, \tau_n, \tau_{AB}$ - постійні часу генераторів, навантаження та акумуляторної батареї;

B_{gi}, C_n - крутизни частотних характеристик генераторів та навантаження;

A_{AB}, Q_{AB}, S_{AB} - коефіцієнти підсилення пропорційної, диференціальної та інтегральної складових ПД-закону регулювання для АКБ;

t - зміна часу;

$P_{CEC}(t_m)$ - таблично задані значення потужності СЕС в точках t_m ;

M - кількість натуральних замірів потужностей СЕС на всьому інтервалі часу;

A_k, B_k - коефіцієнти дискретного перетворення Фур'є.

3.2 Розробка математичної моделі ЛІА

Розроблена схема являє собою послідовне з'єднання джерела ЕРС та чотирьох активних оприв. Для врахування інерційності процесу рорядарозряда паралельно резистору $R1$ ввімкнена електрична ємність $C1$, яка необхідні для моделювання перехідних процесів при вмиканні та вимиканні навантаження.

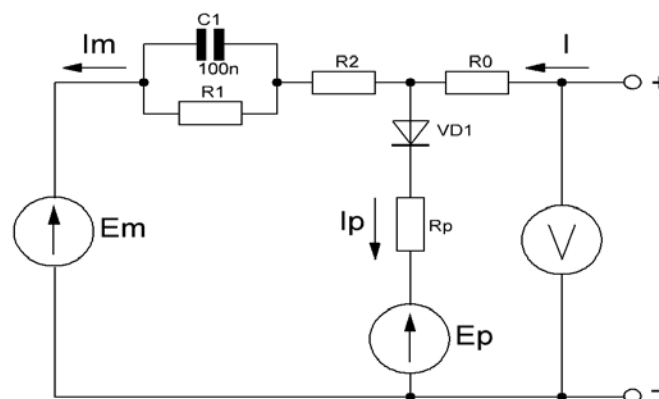


Рисунок 3.2 - Еквівалентна схема моделі електрохімічної комірки АКБ

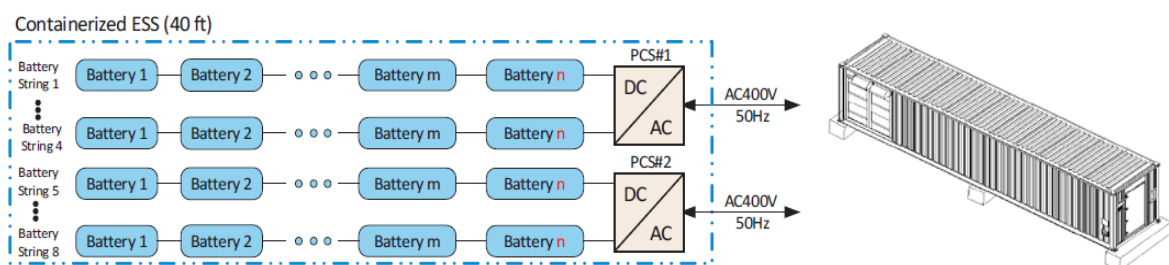


Рисунок 3.3 - Топологія та загальний вид системи накопичувача [48]

Еквівалентна схема заміщення складається з двох основних частин:

- 1) Головна гілка (елементи R_1, C_1, R_0), яка приблизно описує динаміку батареї в більшості умов.
- 2) Паразитна гілка R_p , котра описує режим роботи батареї в кінці заряду.

Нижче приведена система рівнянь батареї яка показана на рис. 35 схеми заміщення. Математична модель (3.10) в данному випадку застосовується для імітації параметрів АКБ, включаючи основну гілку, паразитну гілку і ємність батареї.

$$\left\{ \begin{array}{l} E_m = E_{m0} - K_E (273 + \theta)(1 - SOC), \\ R_1 = -R_{10} \ln(DOC), \\ C_1 = \frac{\tau_1}{R_1}, \\ R_2 = R_{20} \frac{e^{[A_{21}(1-SOC)]}}{1 + e^{\left(\frac{A_{22} I_m}{I^*}\right)}}, \\ I_p = V_{pn} G_{p0} e^{\left(\frac{\left(\frac{V_{pn}}{(\tau_p s + 1)}\right)}{V_{p0}} + A_p \left(1 - \frac{\theta}{\theta_f}\right)\right)}, \\ Q_e(t) = Q_{e_init} + \int_0^t -I_m(\tau) dr, \\ C(I, Q) = \frac{K_c C_0 K}{1 + (K_c - 1) \left(\frac{I}{I^*}\right)^\delta}, \\ SOC = 1 - \frac{Q_e}{C(0, \theta)}, \\ DOC = 1 - \frac{Q_e}{C(I_{avg}, \theta)}, \\ I_{avg} = \frac{I_m}{(\tau_1 s + 1)}, \end{array} \right. \quad (3.10)$$

Головна гілка. Рівняння (3.11) описує внутрішню електрорушійну силу (ЕРС) або наругу холостого ходу E_m одного аккумулятора блоку батарей. Напруга E_m залежить від температури та стану заряду батареї (SOC) і виражається наступним чином:

$$E_m = E_{m0} - K_E(273 + \theta)(1 - SOC) \quad (3.11)$$

де E_{m0} - напруга холостого ходу при повному заряді, В;

K_E - температурний коефіцієнт, В/°С;

θ - температура електроліта, °С;

SOC - стан заряду батареї, в.о.

Рівняння (3.12) описує зміну опору в залежності від глибини заряду. Опір збільшується експотенціально, по мірі того як батарея вичерпує заряд.

$$R_l = -R_{l0} \ln(DOC) \quad (3.12)$$

де R_{l0} - сталий опір, Ом;

DOC - глибина заряду батареї в в.о.

Рівняння (3.13) описує перехідний процес, якщо струм акумулятора змінився. Емність головної гілки C_1

$$C_1 = \frac{\tau_1}{R_l} \quad (3.13)$$

де τ_1 - постійна часу головної гілки, с.

Опір R_2 знайдемо за формулою (3.14)

$$R_2 = R_{20} \frac{e^{[A_{21}(1-SOC)]}}{1 + e^{\left(\frac{A_{22} I_m}{I^*}\right)}} \quad (3.14)$$

де R_{20} опір в нормальних умовах, Ом;

A_{21}, A_{22} - постійні, в.о.;

I_m - струм головної гілки, А;

I^* - поточний номінальний струм батареї, А.

Опір на клеммах однієї комірки АКБ виразимо формулою (3.15)

$$R_0 = R_{00} [1 + A_0(1 - SOC)] \quad (3.15)$$

де R_{00} - опір R_0 при повністю зарядженій батареї ($SOC = 1$);

A_0 - стала що визначена параметрами АКБ.

Рівняння (3.16) описує паразитні втрати струму, які виникають при заряді батареї. Струм залежить від температури електроліту і напруги паразитної гілки. Струм I_p приймає малі значення в більшості умов за виключенням заряду при високо SOC.

$$I_p = V_{pn} G_{p0} e^{\left(\frac{\frac{V_{pn}}{(\tau_p s + 1)}}{V_{p0}} + A_p \left(1 - \frac{\theta}{\theta_f} \right) \right)} \quad (3.16)$$

де V_{pn} - напруга на паразитній гілці, В;

G_{p0} - стала, визначена параметрами АКБ, с;

τ_1 - стала часу паразитної гілки, с;

V_{p0} - стала, В;

A_p - стала, в.о.;

θ - температура електроліта, °С;

θ_f - температура замерзання електроліта, °С.

З допомогою рівняння (3.17) відслідковується кількість заряду який віддала батарея. Знаходиться це значення шляхом інтегрування струму, протікаючого в головній вітці в обох напрямках, тобто під час разяду та розряду АКБ.

$$Q_e(t) = Q_{e_init} + \int_0^t -I_m(\tau) d\tau \quad (3.17)$$

де Q_{e_init} - початкова величина заряду, А·с;

I_m - струм основної гілки, А;

τ - змінна часу інтегрування, с;

t - час моделювання, с.

Рівняння (3.18) та (3.19) описують ступінь заряду SOC і глибину заряду DOC батареї. Параметр SOC визначає величину залишившигся заряду АКБ, а DOC – корисну долю заряду.

$$SOC = 1 - \frac{Q_e}{C(0, \theta)}, \quad (3.18)$$

$$DOC = 1 - \frac{Q_e}{C(I_{avg}, \theta)}, \quad (3.19)$$

де Q_e - заряд батареї, А·с;

C - ємність аккумулятора, А·с;

I_{avg} - поточний середній струм розряду, А.

$$I_{avg} = \frac{I_m}{(\tau_1 s + 1)} \quad (3.20)$$

де I_{avg} - поточний середній струм розряду, А;

I_m - струм головної гілки, А;

τ_1 - стала часу основної гілки, с.

Номінальним діапазоном ступені заряду накопичувача є 80% і мінімальним 10% (див. додаток Н). Програмний опис блоків математичної моделі наведено в додатку П.

3.3 Аналіз математичної моделі СФМ

Еквівалентна схема заміщення реального, на відмінок від еквівалентної схеми ідеального СФЕ, враховує послідовний опір R_p і шунтуючий опір R_{sh} опір СФЕ. Послідовний опір включає в себе опір самого напівпровідникового матеріалу, з якого виготовлено СФЕ, перехідний опір напівпровідник-метал, опір контактів. Якщо знехтуємо цими опирами то можемо скласти математичну модель сонячного фотоелектричного елемента.

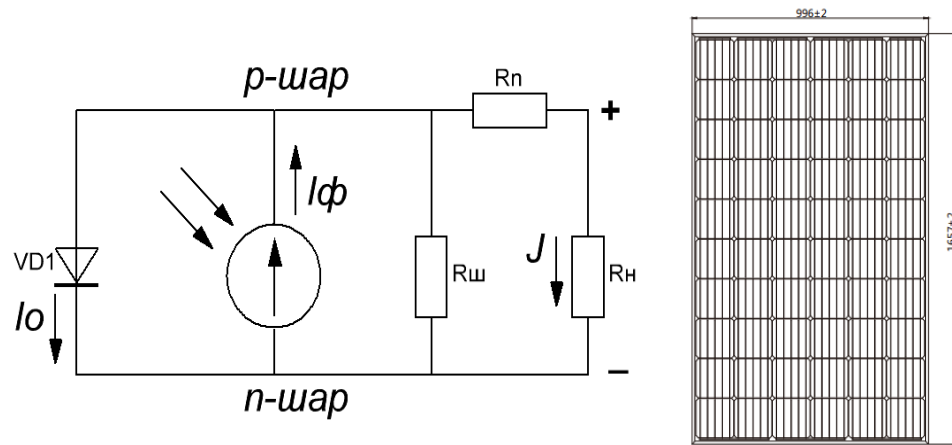


Рисунок 3.4 - Еквівалентна схема заміщення реального СФЕ

Математична модель ФЕМ

$$\begin{cases} I_{NY} = I_{\Theta}(W) - I_0 \cdot \left[\exp \frac{qU_{NY}}{kT} - 1 \right], \\ U_{NY} = \frac{k \cdot T}{q} \ln \left[\frac{I_{\Theta}(W) - I_{NY}}{I_0} + 1 \right] \end{cases} \quad (3.21)$$

де I_{NY} - струм через зовнішнє навантаження;

I_0 - зворотній струм насичення;

q - заряд електрона;

T - абсолютна температура, °К;

k - стала Больцмана;

U_{NY} - напруга на виході елемента;

I_{Θ} - струм неосновних носіїв (фотострум);

Вплив освітленості СЕ на величину U_{NY} виражається формулою (3.22)

$$I_{\Theta}(W) = W \cdot I_{\Theta} \quad (3.22)$$

де W – освітленість СЕ.

Параметри досліджуваної системи наведено у додатку Р. Технічні характеристики використані для розрахунків параметрів фотомодуля (див. додаток Д).

3.4 Отримані результати розрахунків програми MatlabSimulink

Розглянемо розрахунки моделі за сценарієм №1.

У **сценарії №1** розглянуто непередбачувану стохастичну генерацію від станції СЕС потужністю 1 МВт, акумуляція для компенсації стохастичності незадіяна. Тривалість симуляції 84600 с. що відповідає 24 годинам. Дискретність симуляції складає 1 хв. В якості вихідних даних про генерацію використано відмасштабований графік з дахової станції КПП ім. Ігоря Сікорського (дискретність вимірів 1 хвилина).

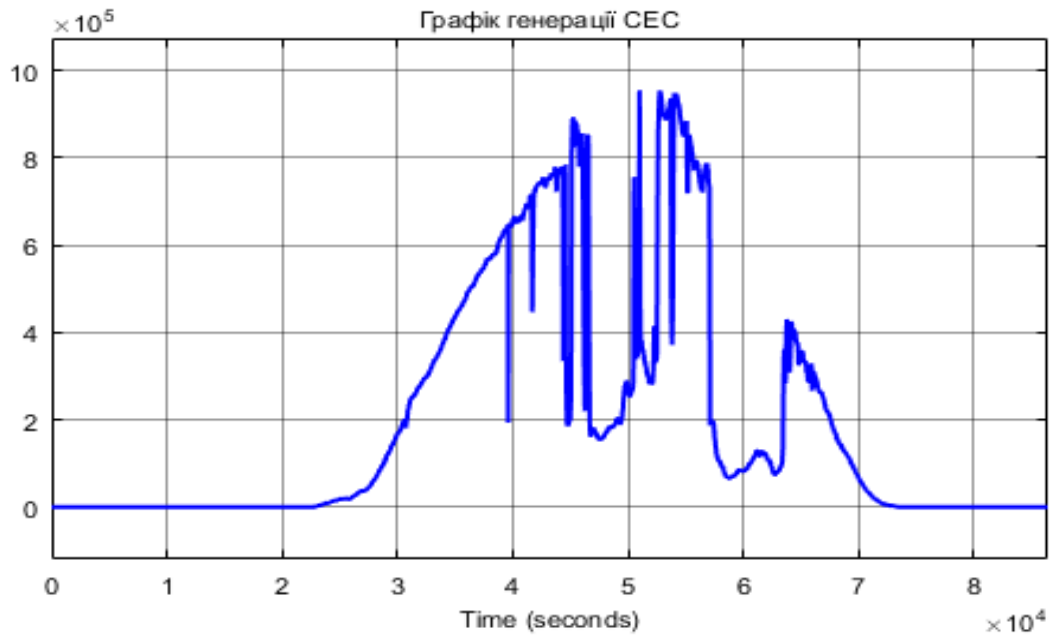


Рисунок 3.5 - Графік генерації СЕС стохастичного характеру вихідні данні наведенні в таблиці E1 додаток E.

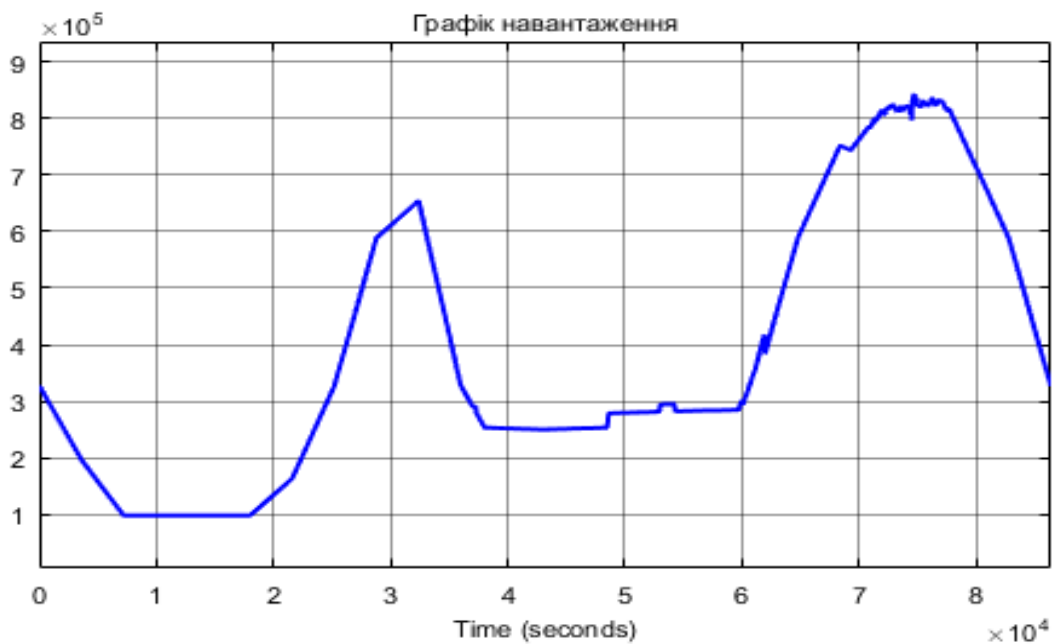


Рисунок 3.6 - Графік навантаження системи

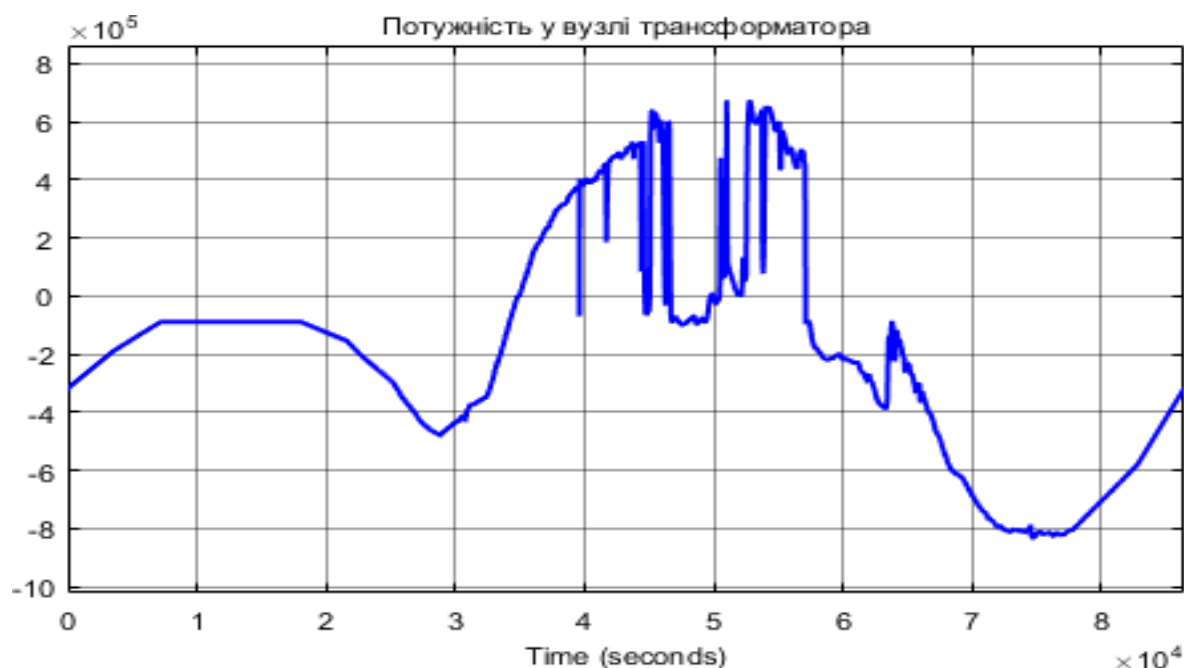


Рисунок 3.7 - Графік перетоку потужності у вузлі трансформатора до якої приєднана СЕС.

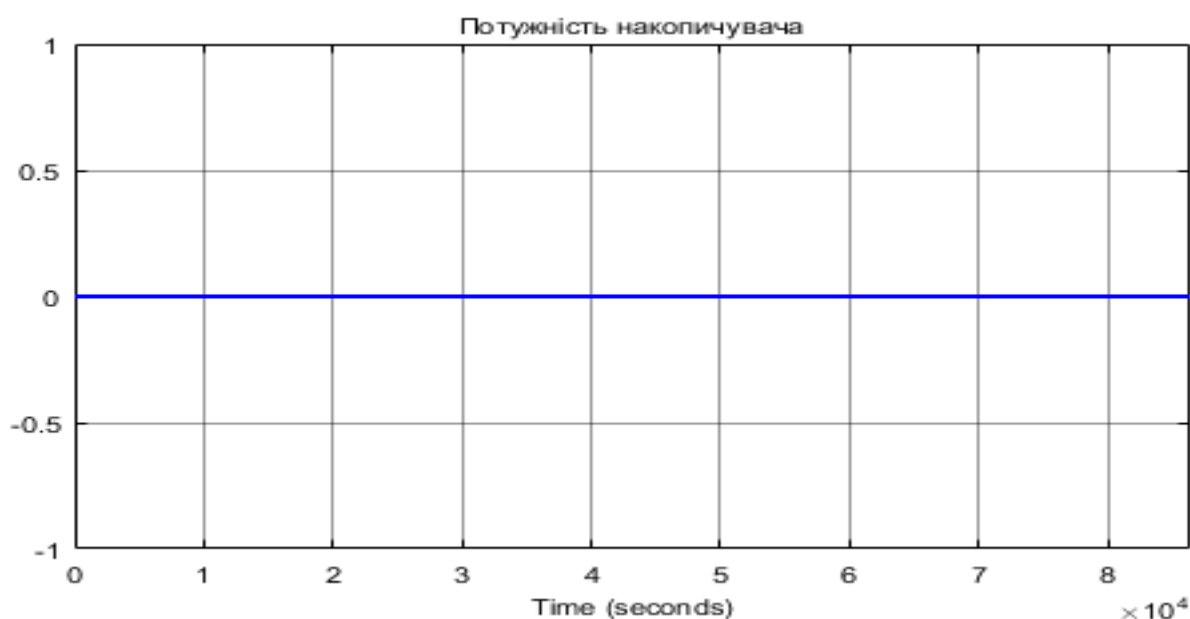


Рисунок 3.8 - Потужність накопичувача (не задіяна).

Згідно з графіком наведеному на рисунку 3.7 стохастичність СЕС викликає зворотні перетоки потужності які необхідно прогнозувати оператору системи розподілу та вводити маневрені резерви для утримання балансу потужності у вузлі. Оскільки перегенерація може призвести до підвищення напруги та аварійного відключення навантаження.

Областю нормальних умов експлуатації ВЕС та СЕС є робоча напруга в ТЗП в межах, визначених в додатку Є, а частота – в діапазоні від 49,6 Гц до 50,2 Гц [34].

У **сценарії №2** розглянуто непередбачувану стохастичну генерацію від станції СЕС потужністю 1 МВт, акумуляція для компенсації стохастичності задіяна на 100% компенсації стохастичності. Тривалість симуляції 84600 с. що відповідає 24 годинам. Дискретність симуляції складає 1 хв.

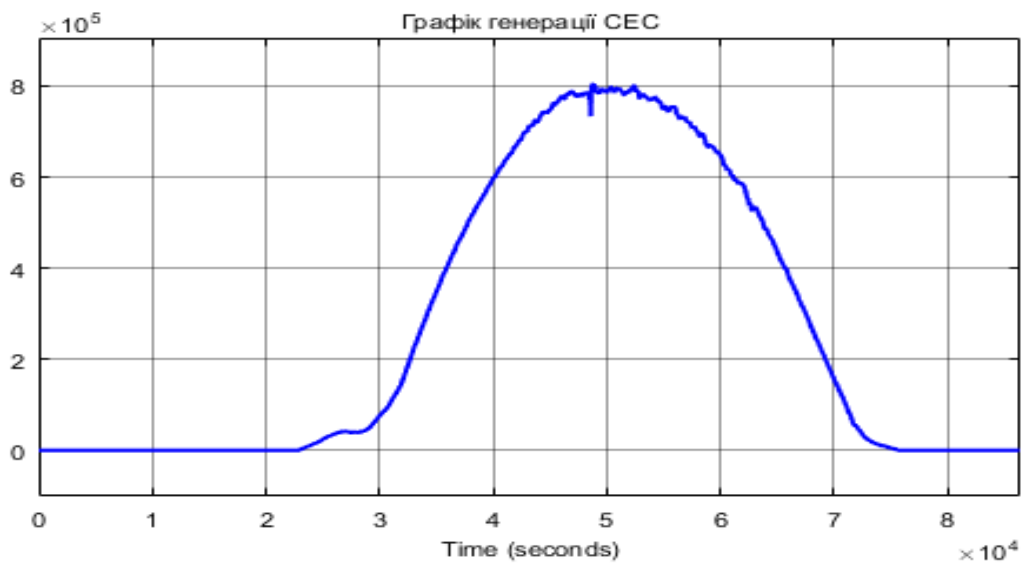


Рисунок 3.9 - Очікуваний графік генерації СЕС



Рисунок 3.10 - Графік генерації СЕС стохастичного характеру вихідні данні наведенні в таблиці Е1 додаток Е.

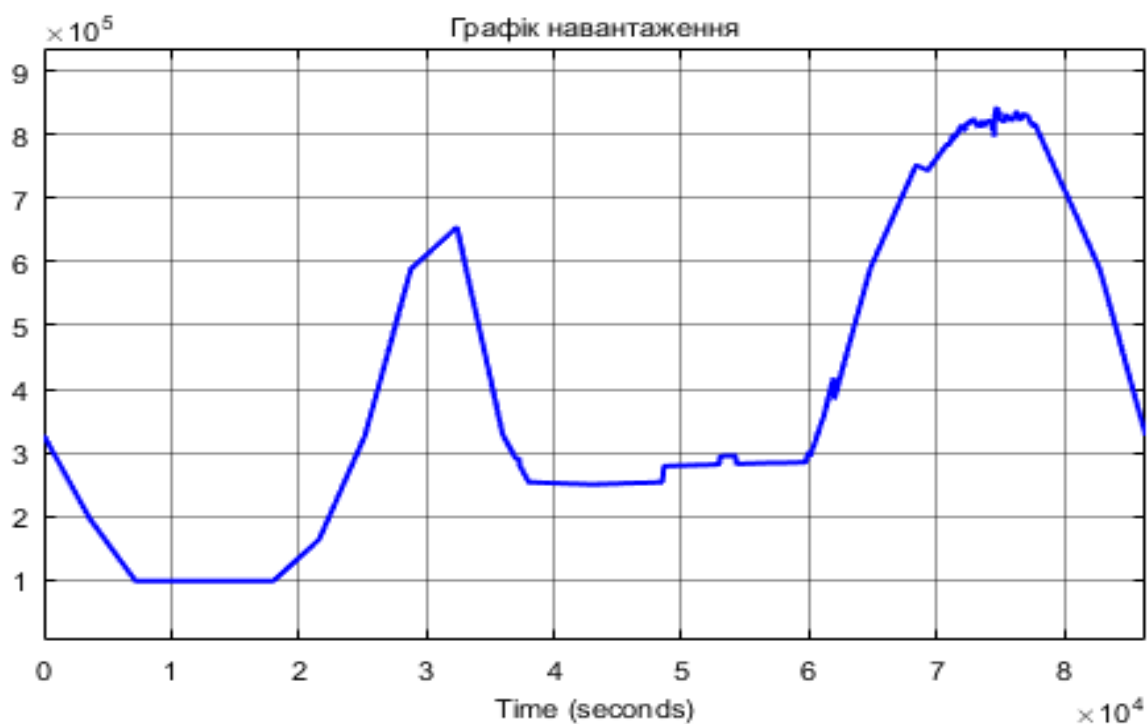


Рисунок 3.11 - Графік навантаження системи

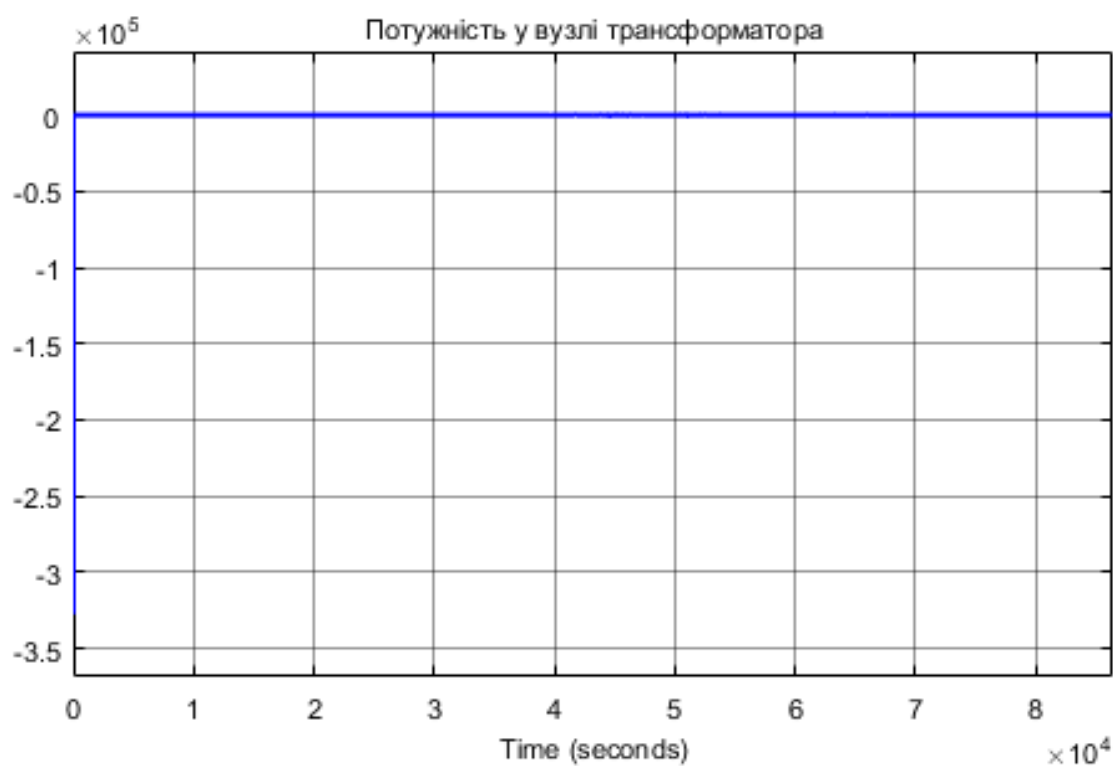


Рисунок 3.12 - Графік перетоку потужності у вузлі трансформатора до якої приєднана СЕС.

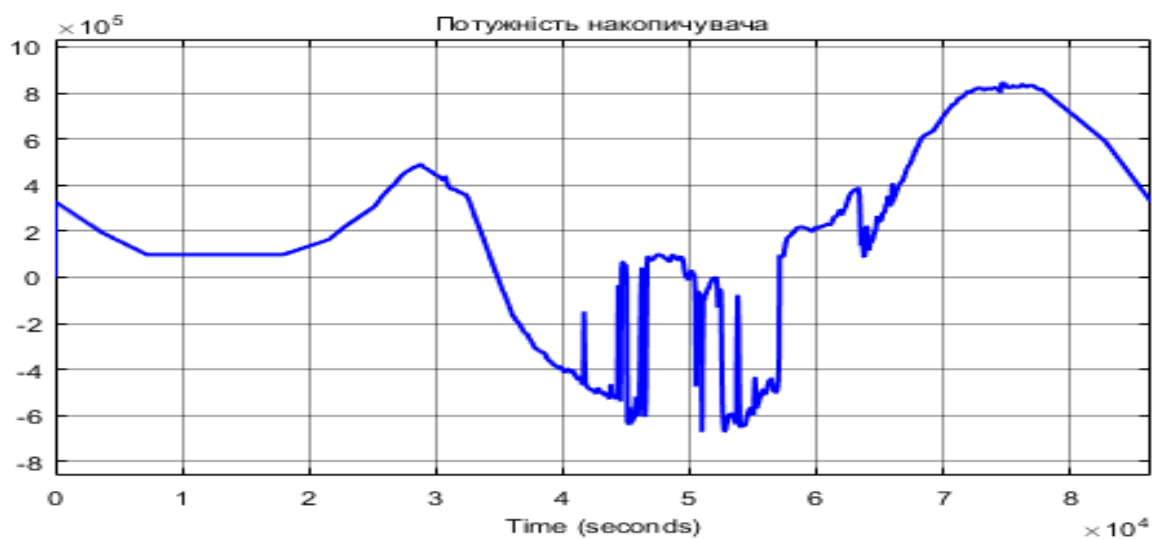


Рисунок 3.13 – Задіяна потужність накопичувача
(компенсація на всьому проміжку часу)

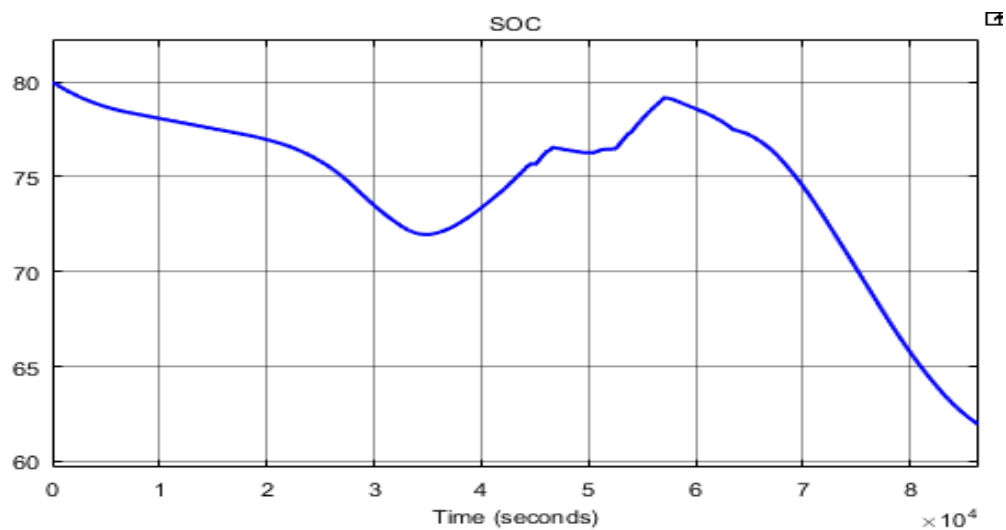


Рисунок 3.14 - Ступінь заряду батареї (SOC)

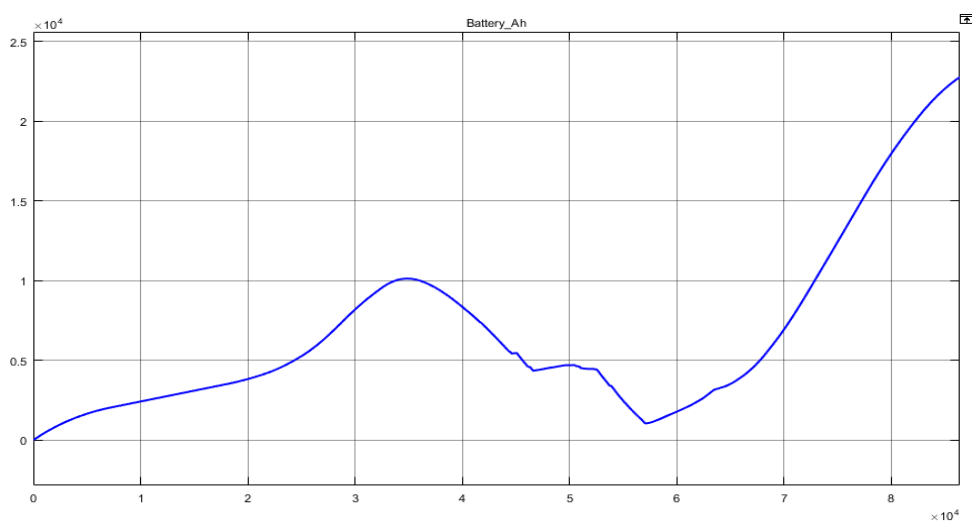


Рисунок 3.15 - Необхідна розрахункова ємність резервної батареї

3.5 Визначення економічної ефективності зберігання електричної енергії

Аналіз матеріалів, що відносяться до оцінки економічної ефективності застосування накопичувачів електроенергії, свідчить про те, що, незважаючи на численність завдань, які пристрої для накопичення електроенергії здатні вирішувати в енергосистемі, на даному етапі, найбільш дієвим стимулом активізації їх практичного використання є можливість накопичувати електроенергію в ночні періоди та в години перегенерації СЕС з подальшим її використанням в години пікового навантаження.

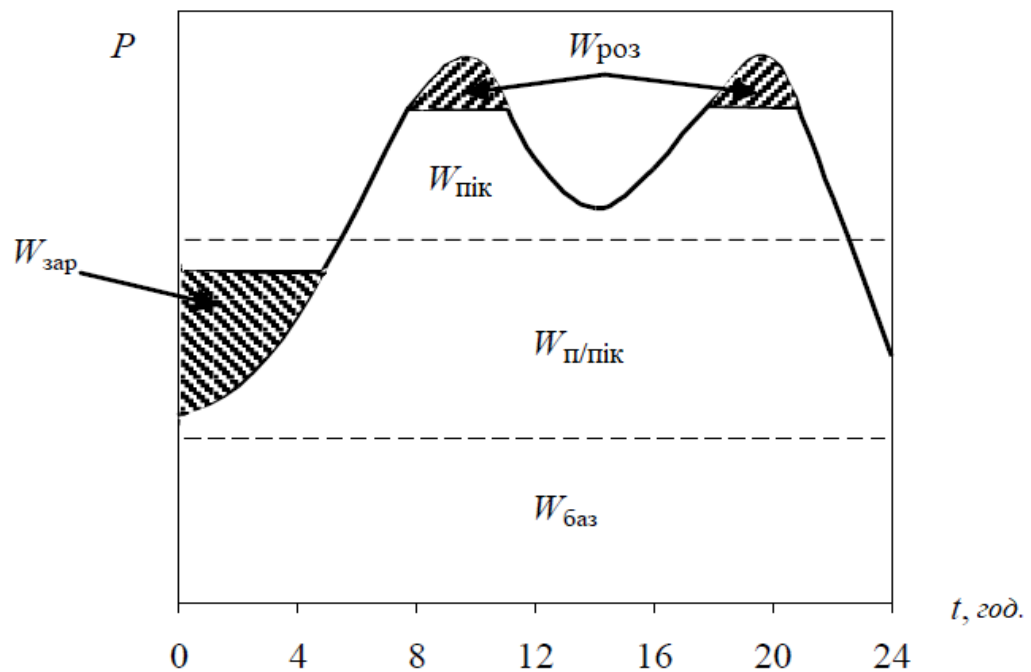


Рисунок 3.16 – Застосування накопичувача енергії для вирівнювання добового графіка навантаження

Усереднена вартість генерації 1 кВт·ч на протязі доби в енергосистемі, функціонуючої без засобів накопичення електричної енергії може бути виражена формулою:

$$C_{уср} = \frac{W_{баз} C_{баз} + W_{п/пик} C_{п/пик} + W_{пик} C_{пик}}{W_{баз} + W_{п/пик} + W_{пик}} = \frac{C_{\Sigma}}{W_{\Sigma}} \quad (3.23)$$

де $W_{баз}$ - вироблена електроенергія станціями працюючими у базовій частині графіку покриття навантаження;

$W_{n/нік}$ - вироблена електроенергія станціями працюючими у напівпіковій частині графіку покриття навантаження;

$W_{нік}$ - вироблена електроенергія станціями працюючими у піковій частині графіку покриття навантаження;

$C_{баз}, C_{n/нік}, C_{нік}$ - вартість електроенергії у базовій, напівпіковій та піковій частині графіку відповідно.

У випадку підключення ЛПА, заряд якої відбувається в полупіковій, а розряд в пікових зонах добового графіка, формула набуває виду:

$$C_{уср}^{BHE} = \frac{C_{\Sigma} + W_{зар} (C_{n/нік} + \eta C_{нік})}{W_{\Sigma} + W_{зар} (1 - \eta)} \quad (3.24)$$

де $W_{зар}$ - кількість енергії що запасає накопичувач;

$\eta = 0,95$ - ККД накопичувача енергії.

З перших двох формул складемо умову зниження усередної вартості генерації у випадку застосування накопичувача електричної енергії:

$$C_{уср} - C_{уср}^{BHE} = \frac{C_{\Sigma} W_{зар} (1 - \eta) - W_{\Sigma} W_{зар} (C_{n/нік} - \eta C_{нік})}{W_{\Sigma} (W_{\Sigma} + W_{зар} (1 - \eta))} > 0 \quad (3.24)$$

Висновки до розділу:

1. На основі схеми заміщення акумуляторної батареї і систем рівнянь створена імітаційна модель розрахунку електричних характеристик АКБ. Схема заміщення представлена з'єднаними активним та реактивним опором, досить точно імітує фізико хімічні процеси досліджуваного акумулятора.

2. Застосувавши модель роботи СЕС запропоновану Куліком М.М. та модифікувавши її введенням більш детальної моделі поведінки накопичувача електричної енергії в системі, було проведено моделювання

роботи мікромережі за двома сценаріями. Розроблена модель дозволяє оцінити величину перетоків у вузлі приєднання СЕС та розрахувати ємність акумулюючої батареї.

3. Згідно з результатами дослідження можна стверджувати, що батареї відіграють вирішальну роль у подальшому посиленню впровадження ВДЕ. Використання накопичувача електричної енергії надасть такі позитивні ефекти як:

- покращення режимів роботи ОЕС
- підтримка частоти
- компенсація стохастичності режимів генерації ПДЕ
- збільшення пропускної здатності вузла
- зменшення величини небалансів
- зниження ціни на електроенергію, оскільки вартість регулювання небалансів перекладається на кінцевих споживачів.

4. Накопичувачі можливо використовувати при наявності даних про майбутні ціни і застосовувати для оптимального управління запасами енергії, оптимізації закупівель та уникнення небалансів електричної енергії, коли це можливо.

4 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ

4.1 Опис ідеї проекту

Ідея проекту полягає в тому що для подальшої інтеграції ВЕС та СЕС до складу ОЕС України будуть застосовані накопичувачі енергії на літєвих батареях. Використання данного типу накопичувачів вирішить такі проблеми як перегенерація та провали потужності що визвані стохастичним характером генерації СЕС та ВЕС, та надасть можливість не обмежувати видачу потужності в мережу від ВДЕ.

Використання накопичувача енергії в системі покращить такі показники як SAIDI і SAIFI, а також надасть можливість підтримувати частоту мережі у разі аварійного відключення джерел традиційної генерації.

Опис ідеї стартап-проекту, що розкриє цілісне уявлення про зміст ідеї та можливі базові потенційні ринки, в межах яких потрібно шукати групи потенційних клієнтів, наведені в таблиці 4.1

Таблиця 4.1 - Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигода для користувача
Пропонується ідея зі створення накопичувачів енергії на літій-іонних акумуляторах для зниження стохастичності генерації СЕС та ВЕС і підвищення показників якості електричної енергії, а також зниження трат енергії.	1. Підтримка частоти в мережі. Стабілізація напруги у вузлах мережі.	Скорочення інвестицій в будівництво генеруючих джерел з швидким стартом. Зниження втрат електроенергії та покращення її якості.
	2. Утримання балансу потужності у вузлі підключення ВДЕ.	Можливість подальшої інтеграції ВДЕ в мережу. Зменшення кількості резервуючих потужностей традиційної генерації. Підвищення пропускної здатності мережі.
	3. Часткова нейтралізація наслідків розвитку системних аварій.	Наявність резервної потужності для безперебійного електропостачання.

4.2 Технологічний аудит ідеї проекту

В межах даного підрозділу проводиться аудит технологій, за допомогою яких можна реалізувати ідею проекту та визначення технологічної здійсненності ідеї проекту.

Визначення технологічної здійсненності ідеї проекту передбачає аналіз складових, що зображені у таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 - Технологічна здійсненність ідеї проекту

№ п/п	Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
1.	Визначення необхідної потужності накопичувача.	Matlab Simulink	наявна	доступна
2.	Контроль видачі потужності ВДЕ та балансування в системі.	Система SCADA та моніторингу генерації див. додаток E1	наявна	недоступна
3.	Створення накопичувача на LiFePO₄ батареях або застосування вже готових рішень.	BYD, Tesla Powerpack.	наявна	доступна

Matlab Simulink - програма Simulink є додатком до пакету MATLAB. При моделюванні з використанням Simulink реалізується принцип візуального програмування, відповідно до якого, користувач на екрані з бібліотеки

стандартних блоків створює модель пристрою і здійснює розрахунки. При цьому, на відміну від класичних засобів моделювання, користувачеві не потрібно досконально вивчати мову програмування і чисельні методи математики, а досить загальних знань потрібних при роботі на комп'ютері крім знань тієї предметної області в якій він працює. Додаткові пакети розширення Simulink дозволяють вирішувати весь спектр завдань від розробки концепції моделі до тестування, перевірки, генерації коду і апаратної реалізації. Simulink інтегрований в середу MATLAB, що дозволять використовувати вбудовані математичні алгоритми, потужні засоби обробки даних і наукову графіком.

SCADA (аббр. від англ. Supervisory Control And Data Acquisition - диспетчерське управління і збір даних) - програмний пакет, призначений для розробки або забезпечення роботи в реальному часі систем збору, обробки, відображення та архівування інформації про об'єкт моніторингу або управління. SCADA може бути частиною АСУ ТП, АСКОЕ, системи екологічного моніторингу, наукового експерименту, автоматизації будівлі і т.п.

SCADA-системи використовуються у всіх галузях господарства, де потрібно забезпечувати операторський контроль за технологічними процесами в реальному часі. Це програмне забезпечення встановлюється на комп'ютери і, для зв'язку з об'єктом, використовує драйвери введення-виведення або OPC / DDE сервери. Програмний код може бути як написаний на одній з мов програмування, так і згенерований в середовищі проектування.

Tesla Powerpack - повністю інтегроване рішення «під ключ». Система Powerpack є комплексним вирішенням для зберігання енергії, підключеної до мережі змінного струму, включаючи батареї постійного струму, двонаправлений інвертор і контролер Powerpack з інтелектуальним програмним забезпеченням. Контролер Powerpack це комп'ютерний інтерфейс, що створює керуючі сигнали і команди реле для інвертора і DC Combiner на основі програмно-апаратних засобів управління додатками.

Масштабованість: система має майже нескінченне масштабування і підходить для систем потужністю від 100 кВт·г до 100 МВт. Зовнішній корпус Powerpack призначений для зовнішнього застосування у всіх середовищах, тому для його розміщення не потрібно ніяких додаткових конструкцій. Це спрощує установку і знижує витрати на підготовку системи. Підвищена безпека Архітектура батарей Powerpack складається з низьковольтної батареї з перетворювачем постійного струму для додаткової електричної ізоляції і безпеки. Він також має вбудовану систему рідинного охолодження / нагріву, що дозволяє точно контролювати температуру і забезпечувати теплову безпеку. Подвійна система охолодження і циркуляції холодоагенту забезпечує оптимальну продуктивність і ефективність.

Конкурентом може виступати компанія BYD яка пропонує більш дешеві накопичувачі які за своїми технічними параметрами не поступаються батареям Powerpack.

4.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

Аналіз ринкового середовища: складання таблиці факторів, що сприяють ринковому впровадженню проекту, та факторів, що йому перешкоджають, ці фактори перераховані у таблицях 4.3 і 4.4 відповідно.

Таблиця 4.3 - Фактори загроз

№ п/п	Фактор	Зміст загрози	Можлива реакція компанії
1.	Складне економічне становище в країні	Брак коштів щодо реалізації самого проекту	Зниження ціни
2.	Законодавчий	Зміна законів, норм, вимог до систем генерації СЕС і ВЕС	Перехід на інший ринок

Таблиця 4.4 - Фактори можливостей

№ п/п	Фактор	Зміст можливості	Можлива реакція компанії
1.	Покращення показників SAIDI та SAIFI	Зменшення недовідпуску електроенергії, зменшення браку продукції.	Реклама продукту
2.	Підвищення пропускної здатності ліній	Більш стабільна робота мережі що дає оператору більше можливостей для контролю	Підключення більшої кількості споживачів
3.	Зниження потреби в традиційних джерелах енергії	Децентралізація системи та перехід до системи SmartGrid	Зменшення викидів CO ₂

Фінальним етапом ринкового аналізу можливостей впровадження проекту є складання SWOT-аналізу - матриці аналізу сильних (Strength) та слабких (Weak) сторін, загроз (Troubles) та можливостей (Opportunities), SWOT-аналіз продемонстрований у таблиці 4.5.

Перелік ринкових загроз та ринкових можливостей складається на основі аналізу факторів загроз та факторів можливостей маркетингового середовища. Ринкові загрози та ринкові можливості є наслідками (прогнозованими результатами) впливу факторів, і, на відміну від них, ще не є реалізованими на ринку та мають певну ймовірність здійснення. Наприклад: зниження доходів потенційних споживачів – фактор загрози, на основі якого можна зробити прогноз щодо посилення значущості цінового фактору при виборі товару та відповідно, – цінової конкуренції (а це вже – ринкова загроза). Підсумовуючи сильні та слабкі сторони даного проекту слід обрати альтернативу ринкового впровадження.

Таблиця 4.5 - SWOT- аналіз стартап-проекту

<p>Сильні сторони:</p> <ul style="list-style-type: none"> - наразі подібні проекти вже реалізовані в країні де інтенсивно будуються СЕС та ВЕС; - зручність установки та експлуатації; - автоматичне управління та моніторинг стану електроспоживання за допомогою систем SCADA; 	<p>Слабкі сторони:</p> <ul style="list-style-type: none"> - економічна ситуація в державі; - необізнаність покупців; - невисокі затрати на рекламу; - загрози нестабільної роботи
<p>Можливості:</p> <ul style="list-style-type: none"> - підвищення якості електричної енергії; - оператор отримує можливість майже миттєвого введення резервних потужностей для утримання частоти - зменшення вартості пристрою; - розширення асортименту продукції; - підвищення пропускної здатності мереж; 	<p>Загрози:</p> <ul style="list-style-type: none"> - складне економічне становище в країні; - з'явлення конкуренція. - зменшення попиту; - економічна недоцільність, та зниження темпів розвитку ВДЕ

4.4 Розроблення ринкової стратегії проекту

Так, як треба зосередитися на одному сегменті, то стратегія проекту буде концентрованою. У ролі стратегії розвитку, обрано стратегію диференціації, що передбачає надання товару важливих з точки зору споживача відмінних властивостей, які роблять товар відмінним від товарів конкурентів. Така відмінність може базуватися на об'єктивних або суб'єктивних, відчутних і невідчутних властивостях товару, бути реальною або уявною. Інструментом реалізації стратегії диференціації є ринкове позиціонування.

Розроблення ринкової стратегії є першим кроком що передбачає визначення стратегії охоплення ринку: опис цільових груп потенційних споживачів. Вибір цільових груп потенційних споживачів проведений у таблиці 4.6.

Таблиця 4.6 - Вибір цільових груп потенційних споживачів

Опис профілю цільової групи потенційних клієнтів	Готовність сприйняття споживачем товару	Орієнтовний попит в межах цільової групи (сегменту)	Інтенсивність конкуренції в сегменті	Простота входу у сегмент
Електропередавальні компанії	Часткова готовність	Достатній	Слабка	Помірна
Інвестори	Повна готовність	Слабкий	Слабка	Складно
Активні споживачі	Часткова готовність	Слабкий	Немає	Складно
Які цільові групи обрано: електропередавальні компанії				

Оскільки потреба на засоби акумулювання енергії зосереджені на сегменті електропередавальних компаній – оберемо стратегію концентрованого маркетингу. В цьому випадку реалізуються заходи по формуванню попиту та доведенню економічної ефективності.

4.5 Розроблення маркетингової програми стартап-проекту

Маркетингова модель товару може бути представлена наступним чином. Товар за задумом: пристрій накопичення електричної енергії, який може бути як для зовнішнього встановлення так і внутрішнього. Основними складовими частинами пристрою є батареї типу LiFePO_4 ємністю від 100 до 350 А·г з'єднані послідовно в один блок модуль. Блок модулі збираються послідовно в стрінги по 59 шт. для досягнення напруги 755 вольт. Напруга з стрінгів

поступає на трифазний інвертор, потужність і кількість інверторів залежить від необхідних параметрів накопичувача. До кожного блок-модуля з 4 батарей приєднується BMU (Battery Management Unit) який контролює розподіл заряду між батареями та балансує їх напругу при заряджанні. Збірки BMU приєднані до BGU (Battery Gateway Unit) що оцінює запас потужності та контролює її видачу, також фіксує аварії та надає сигнали BMU на відключення пошкоджених комірок. В якості акумуляторів можуть виступати акумулятори від старих електромобілів.

До додаткових послуг компанія надає послуги по встановленню, сервісному обслуговуванні та гарантійному ремонті.

Висновки до розділу

1. Розроблено стартап-проект, ідея якого полягає у впровадженні накопичувачів електричної енергії у вигляді високоманеврених блоків з літійзалізофосфатних акумуляторів. Можливе використання як вже готових технічних рішень так і розробка власних з використанням старих акумуляторів від електромобілів.

2. Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту показав, що даний продукт вразливий до таких загроз як слабка купівельна спроможність та посилена конкуренція.

3. Дослідження дозволило визначити, що найбільший попит серед всіх цільових груп матимуть електропередавальні компанії.

ВИСНОВКИ

1. У першому розділі дисертаційній роботі було досліджено стан ОЕС України та зростання потужностей СЕС і ВЕС у її складі. Базові показники балансової надійності системи, а також звіти з використання енергії ВДЕ та коливання її потужності у часі.

2. Оскільки основне регулювання потужності в ОЕС здійснюється завдяки станцій ТЕС наявна проблема з приєднанням негарантованих джерел генерації. Джерела розосередженої генерації мають досить великий потенціал для підвищення продуктивності розподільних електричних мереж. Однак конструкція ОЕС і режими її роботи створюють низку завад для впровадження ВДЕ. Також є наявні проблеми з покриттям нерівномірностей добових графіків споживання.

3. На основі схеми заміщення акумуляторної батареї і систем рівнянь створена імітаційна модель розрахунку електричних характеристик АКБ. Схема заміщення представлена з'єднаними активним та реактивним опором, досить точно імітує фізико хімічні процеси досліджуваного акумулятора.

4. Застосувавши модель роботи СЕС запропоновану Куліком М.М. та модифікувавши її введенням більш детальної моделі поведінки накопичувача електричної енергії в системі, було проведено моделювання роботи мікромережі за двома сценаріями. Розроблена модель дозволяє оцінити величину перетоків у вузлі приєднання СЕС та розрахувати ємність акумуляторної батареї.

5. Згідно з результатами дослідження можна стверджувати, що батареї відіграють вирішальну роль у подальшому посиленню впровадження ВДЕ. Використання накопичувача електричної енергії надасть такі позитивні ефекти як:

- покращення режимів роботи ОЕС
- підтримка частоти
- компенсація стохастичності режимів генерації ПДЕ
- збільшення пропускної здатності вузла

- зменшення величини небалансів
- зниження ціни на електроенергію, оскільки вартість регулювання небалансів перекладається на кінцевих споживачів.

6. Розроблений стартап-проект дозволить створити систему акумулювання що надасть нові можливості операторам системи розподілу. Розроблена модель дозволить оцінити ефективність пристрою акумулювання приєднаного до мережі. Всі розроблені заходи створюють позитивні ефекти, а також підвищують максимально допустиму потужність СЕС та ВЕС що можливо інтегрувати до складу ОЕС України без її істотних змін та режимів роботи. Результати роботи були використанні при проектуванні ФЕС «Іванків» що стало основою для отримання акту впровадження від компанії ТОВ «Атмосфера інжиніринг».

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. «Мультиагентні системи гнучкої генерації з централізованим акумулюванням електричної енергії» // PEMS19 -2019 р. – С.9
2. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. // НЕК "Укренерго". – 2018. – С. 13–16, 20–26, 69–71, 118–119.
3. План розвитку об'єднаної енергетичної системи України. // НЕК "Укренерго". – 2018. – С. 24–25, 28–30, 32–33, 61, 68.
4. Про національний план дій з відновлювальної енергетики на період до 2020 року [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/902-2014-%D1%80>
5. Встановлена потужність енергосистеми України на 8/2019 [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://ua.energy/vstanovlena-potuzhnist-energosityemy-ukrayiny/>
6. Розвиток низьковуглецевої енергетики як ключовий елемент сталого розвитку країни [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://old2.niss.gov.ua/content/articles/files/Bobro-fbf25.pdf>.
7. Аналітичний звіт до питання розвитку ВЕС та СЕС в складі ОЕС України [Електронний ресурс] // НЕК "Укренерго". – 2018. – Режим доступу до ресурсу: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/06/ANALITYCHNYJ-ZVIT-2.pdf>.
8. Стан і перспективи розвитку технологій «інтелектуальних» електромереж, управління попитом та систем режимного управління в умовах розвитку поновлюваних джерел енергії у зарубіжній енергетичній сфері [Електронний ресурс] // НЕК "Укренерго". – 2018. – Режим доступу до ресурсу: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/04/1.-Stan-rozvytku-smart-grid.pdf>.
9. Jingshuang Shen. Controllable Load Management Approaches in Smart Grids // Energies. – 2015.

10. Changzheng Shao, Yi Ding, Pierluigi Siano, Zhenzhi Lin. A Framework for Incorporating Demand Response of Smart Buildings into the Integrated Heat and Electricity Energy System. IEEE Transactions on Industrial Electronics, № 2. February 2019.
11. Arvind Kumar, Lokesh Tiwari, Devendra Somwanshi. Design Architecture and Optimization of Multi Agent based Smart Grid. presented at 2018 IEEMA Engineer Infinite Conference (eTechNxT), New Delhi, India, 14 June 2018, DOI: 10.1109/ETECHNXT.2018.8385289.
12. Thomas Morstyn, Branislav Hredzak, Vassilios G. Agelidis. Network Topology Independent Multi-Agent Dynamic Optimal Power Flow for Microgrids with Distributed Energy Storage Systems. IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 9, No. 4, July 2018.
13. D. T. Nguyen, M. Negnevitsky, M. D. Groot. Pool-based demand response exchange—Concept and modeling. IEEE Trans. Power Syst., № 3, pp. 1677-1685, Aug. 2011.
14. «Перехід України на відновлювану енергетику до 2050 року» [Електронний ресурс] // ТОВ «АПТ КНИГА». – 2017. – Режим доступу до ресурсу: https://ua.boell.org/sites/default/files/perehid_ukraini_na_vidnovlyuvanu_energetiku_do_2050_roku.pdf.
15. «Потужність СЕС домогосподарств 2 квартал 2019 року» [Електронний ресурс] // Державне агентство з ефективності та енергозбереження України. – 2019. – Режим доступу до ресурсу: https://saee.gov.ua/sites/default/files/RE_II_2019.pdf.
16. Гідроенергетика [Електронний ресурс] // Державне агентство з ефективності та енергозбереження України. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: <https://saee.gov.ua/uk/ae/hydroenergy>.
17. «Гідроенергетичний потенціал річок України: розвінчання міфів» [Електронний ресурс] // Видавництво «Фенікс». – 2018. – Режим доступу до ресурсу: <http://necu.org.ua/wpcontent/uploads>

18. Сидорчук В. «Интеграция ВИЭ в энергосистему: практика, мифы и легенды. Обзор документов Международного энергетического агентства» [Электронный ресурс] / В. Сидорчук // Режим доступа: <http://renen.ru/integration-of-fres-into-the-energy-system-practice-myths-and-legends/>
19. Павловський В.В. «Обмеження потужності відновлюваних джерел енергії за умови приєднання до електричної мережі» / В.В. Павловський та ін. // Праці ІЕД НАНУ. – 2016. – №. 43. – С. 18-23.
20. Huber M. Integration of wind and solar power in Europe: Assessment of flexibility requirements / M. Huber, D. Dimkova, T. Hamacher // Energy. № 69 (2014), p. 236-246.
21. Сидорчук В. «Гибкость — необходимое и ключевое свойство энергосистемы» [Электронный ресурс] / В. Сидорчук // Режим доступа: <http://renen.ru/flexibility-is-a-necessary-and-key-property-of-the-power-system/>
22. Готовність «Укренерго» до реалізації схем підтримки ВДЕ в умовах нового ринку [Електронний ресурс] // НЕК "Укренерго". – 2017. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.slideshare.net/Ukrenergo/ss-80643103>.
23. Design and operation of power systems with large amounts of wind power: Final report, IEA WIND Task 25, Phase one 2006-2008 / Tech. ed. M.Pullinen. – Helsinki, Finland: Espoo, 2009.
24. «Коливання індивідуальної та сумарної потужності групи ВЕС» [Електронний ресурс] // Інститут відновлюваної енергетики НАН України, Київ. – 2013. – Режим доступу до ресурсу: http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:9NnX2toyEzgJ:www.irbis-nbuv.gov.ua/cgi-bin/irbis_nbuv/cgiirbis_64.exe%3FC21COM%3D2%26I21DBN%3DUJRN%26P21DBN%3DUJRN%26IMAGE_FILE_DOWNLOAD%3D1%26Image_file_name%3DPDF/vien_2013_4_9.pdf+&cd=1&hl=uk&ct=clnk&gl=ua.

25. «Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими» [Електронний ресурс] // Інститут електродинаміки НАН України. – 2016. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.ied.org.ua/files/book3.pdf>.
26. Стан і перспективи розвитку технологій «інтелектуальних» електромереж, управління попитом та систем режимного управління в умовах розвитку поновлюваних джерел енергії у зарубіжній енергетичній сфері [Електронний ресурс] // НЕК "Укренерго". – 2018. – Режим доступу до ресурсу: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/04/1.-Stan-rozvytku-smart-grid.pdf>.
27. Кузнецов М. П. «Можливості короткотермінового прогнозування сонячної енергії» / М. П. Кузнецов, О. В. Лисенко. // Інститут відновлюваної енергетики НАН України, Київ. – 2016. – С. 25–31.
28. Photovoltaic and Solar Forecasting: State of the Art. Report IEA. Електронний ресурс: www.iea-pvps.org.
29. Кулік В. В. «Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах» [Електронний ресурс] / В. В. Кулік, О. А. Ковальчук, П. Д. Лежнюк // Вінниця ВНТУ. – 2014. – Режим доступу до ресурсу: <http://kulykvv.vk.vntu.edu.ua/file/monograf/6c7aad68d1a5d4ba943f14188f8acf7d.pdf>.
30. Перхун О. Л. «Накопичувачі електроенергії в енергосистемах» [Електронний ресурс] / О. Л. Перхун – Режим доступу до ресурсу: <http://eprints.kname.edu.ua/52580/1/%D1%872-30-31.pdf>.
31. Борисевич А. В. «Моделирование литий-ионных аккумуляторов для систем управления батареями: обзор текущего состояния» [Електронний ресурс] / Алексей Валерьевич Борисевич // УДК 621.352:541.136. – 2016. – Режим доступу до ресурсу: <http://technology.snauka.ru/2014/05/3542>.
32. «Залучення сонячних та вітрових електростанцій до покриття навантаження ОЕС України» [Електронний ресурс] // НЕК "Укренерго". – 2019. – Режим доступу до ресурсу: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/04/Zaluchennya-VDE.pdf>.

33. Денисюк С. П. «Аналіз можливостей оптимізації добового графіку споживання електричної енергії» [Електронний ресурс] / С. П. Денисюк, В. В. Опришко // ВІСНИК КНУТД №6 (128), 2018. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: <http://vistnuk.knutd.edu.ua/wp-content/uploads/sites/2/2019/03/10-28.pdf>.
34. «Вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їх роботі паралельно з об'єднаною енергетичною системою України» [Електронний ресурс] // Державне підприємство «Національна енергетична компанія «Укренерго». – 2019. – Режим доступу до ресурсу: https://ua.energy/wp-content/uploads/2019/06/SOU-NEK-341.001_2019.pdf.
35. Кулік М. М. «Можливості використання акумуляторних батарей для стабілізації частоти в об'єднаних енергосистемах з потужнимисонячними електростанціями» [Електронний ресурс] / М. М. Кулік // Інститут загальної енергетики НАН України. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: http://www.irbis-nbuv.gov.ua/cgi-bin/irbis_nbuv/cgiirbis_64.exe?C21COM=2&I21DBN=UJRN&P21DBN=UJRN&IMAGE_FILE_DOWNLOAD=1&Image_file_name=PDF/vien_2018_3_3.pdf.
36. КАРМАЗІН О. О. «Балансова надійність електроенергетичних систем в умовах зростання частки відновлюваної енергетики» : дис. канд. техн. наук : УДК 621.548 / Кармазін Олексій Олександрович – Київ, 2019. – 143 с.
37. Photovoltaic and Solar Forecasting: State of the Art. Report IEA. Електронний ресурс: www.iea-pvps.org
38. Кузнецов М.П. «Особенности стохастической оптимизации гибридных энергосистем на базе ВДЕ» / М.П. Кузнецов, О.В. Лисенко, О.А. Мельник // Відновлювана енергетика. – 2018. – № 2. – С. 6-15.
39. Unamuno, E., & Barrena, J. A. (2015). Hybrid ac/dc microgrids—Part II: Review and classification of control strategies. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 52, 1123–1134. doi:10.1016/j.rser.2015.07.186

40. M. Juelsgaard, J. Bendtsen, and R. Wisniewski, "Utilization of Wind Turbines for Upregulation of Power Grids," IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 60, no. 7, pp. 2851-2863, Jul. 2013.
41. Edward O'Dwyer, Indranil Pan, Salvador Acha, Nilay Shah «Smart energy systems for sustainable smart cities: Current developments, trends and future directions» Applied Energy Volume 237, 1 March 2019, Pages 581-597.
42. Закон України про електроенергетику – Верховна рада України, Законодавство [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/main/575/97-%D0%B2%D1%80>.
43. Денисюк С.П. Технологічні орієнтири реалізації концепції Smart Grid в електроенергетичних системах. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2014. №1. – С. 7–20.
44. Photovoltaics report 2017, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE, July 2017.
45. Розроблення стартап-проекту: Методологічні рекомендації до виконання розділу магістерських дисертацій для студентів інженерних спеціальностей / За заг. Ред. О.А. Гавриша. – Київ : НТУУ «КПІ», 2016. – 28с.
46. Електронний ресурс: <https://ua.energy/vstanovlena-potuzhnist-energosityemy-ukrayiny/>.
47. Електронний ресурс: Ольга Буславець «Розвиток відновлюваної енергетики: стан, виклики, пропозиції до вирішення» <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245413032>.
48. Електронний ресурс: <https://en.byd.com/energy/utility-ess/>.

Додаток А

Таблиця А1 – Рівні та структура споживання електроенергії в Україні за 2012-2017р.

Основні галузі промисловості та групи споживачів	2012 р.		2013 р.		2014 р.*		2015 р.*		2016р.*		2017р.*	
	млн.кВт.г	Питома вага, %	млн.кВт.г	Питома вага, %	млн.кВт.г	Питома вага, %	млн.кВт.г	Питома вага, %	млн.кВт.г	Питома вага, %	млн.кВт.г	Питома вага, %
Споживання електроенергії всього (нетто), у т.ч:	150721	100	147264,4	100	134653	100	118726,9	100	118258	100	118719,5	100
1. Промисловість	70761,4	46,9	66339,4	45	60929,8	45,2	50200,3	42,3	49995,4	42,3	50897,6	42,9
1.1 паливна	8935,5	5,9	8525,3	5,8	7381,3	5,5	4284,6	3,6	3597,5	3	3628,8	3,1
1.2 металургійна	36936	24,5	35092,7	23,8	33933,2	25,2	28755	24,2	28872,3	24,4	28994,7	24,4
1.3 хімічна та нафтохімічна	5993	4	4892,5	3,3	3821,7	2,8	3084,7	2,6	2968,5	2,5	2889,9	2,4
1.4 машинобудівна	5833,6	3,9	5291,5	3,6	4367,9	3,2	3669,8	3,1	3706,4	3,1	3962,8	3,3
1.5 будівельних матеріалів	2530,4	1,7	2507,1	1,7	2221,1	1,6	2067,4	1,7	2198,8	1,9	2281,7	1,9
1.6 харчова та переробна	4713,8	3,1	4682,2	3,2	4492,5	3,3	4066,2	3,4	4214,3	3,6	4430	3,7
1.7 інша	5819,1	3,8	5348,1	3,6	4712,2	3,5	4272,7	3,6	4437,5	3,8	4709,7	4,0
2. Сільгоспспоживачі	3830,9	2,5	3935,6	2,7	3482,8	2,6	3342,3	2,8	3513,2	3	3635,8	3,1
3. Транспорт	9279,1	6,2	8690	5,9	7342,3	5,5	6807	5,7	6795,5	5,7	7010,5	5,9
4. Будівництво	1013,4	0,7	1003	0,7	851,8	0,6	747,6	0,6	814,1	0,7	878,9	0,7
5. Комунал.-побутові споживачі	18508,1	12,3	18545,3	12,6	16580,7	12,3	15194,9	12,8	15190,7	12,8	14940,6	12,6
6.Інші непромислові споживачі	7061,4	4,7	7373,2	5	6493,3	4,8	5954,9	5	6031,9	5,1	6291,8	5,3
7. Населення	40266,7	26,7	41377,9	28,1	38972,2	28,9	36480	30,7	35917,3	30,4	35064,3	29,5

Додаток Б

Таблиця Б1 - Оцінка перспективних технічних характеристик наземних ВЕС

		2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Вартість встановленої потужності (overnight cost ⁴⁵), євро/кВт	Мінімальна	1600	1500	1500	1440	1350	1300	1250	1250
	Середня	1665	1590	1590	1505	1440	1365	1325	1300
	Максимальна	1730	1680	1680	1570	1530	1430	1400	1350
Операційні витрати (орех), євро/кВт	Мінімальні	20	23	26	29	32	35	35	35
	Середні	25	28	31	34	37	40	40	40
	Максимальні	30	33	36	39	42	45	45	45
Усереднений КВВП по всіх ВЕС в Україні		36%	36%	36%	36%	37%	38%	39%	40%

Джерело: підготовлено авторами за даними Української вітроенергетичної асоціації, 2016.

Таблиця Б2 - Біоенергетичний потенціал України

Вид біомаси	2015			2050
	Теоретичний потенціал, млн т	Частка, доступна для енергетики, %	Економічний потенціал, млн т у.п.	Економічний потенціал, млн т у.п.
Солома зернових культур	35,14	30	5,22	7,83
Солома ріпаку	3,10	40	0,62	0,93
Відходи виробництва кукурудзи на зерно (стебла, стрижні)	30,3	40	3,31	4,97
Відходи виробництва соняшника	21,2	40	1,74	1,74
Вторинні відходи с/г (лушпиння соняшника)	1,9	41	0,39	0,39
Усього агропотенціал	91,64		11,28	15,86
Деревна біомаса (дрова, відходи лісозаготівлі, деревини від рубок, тріска)	8,8	41	1,47	2,97
Деревна біомаса (рубка лісосмуг, сухостій)	11,0	58	2,57	1,47
Усього деревина	14,80		3,45	4,44
Біодизель	-	-	0,27	0,27
Біоетанол	-	-	0,77	0,77
Усього біопалива	-	-	1,04	1,04
Біогаз із побічних продуктів АПК (гній + харчова промисловість)	1,6 млрд м ³ CH ₄	50	0,97	3,40
Біогаз із полігонів ТПВ	0,6 млрд м ³ CH ₄	34	0,26	0,85
Біогаз зі стічних вод	1,0 млрд м ³ CH ₄	23	0,27	0,56
Усього біогаз	3,2 млрд м ³ CH ₄		1,5	4,81
тополя, міскантус, акація, вільха, верба	11,5	90	6,28	18,84
кукурудза (біогаз)	3,3 млрд м ³ CH ₄	90	3,68	14,72
Усього енергетичні культури			9,96	33,56
Торф			0,4	0,4
ВСЬОГО, млн т у.п.			27,63	60,10
ВСЬОГО, млн т н.е.			19,34	42,07

Додаток В

Таблиця В1 - Основні параметри ГЕС та ГАЕС України [17]

ГЕС	Рік введення	Потужність, МВт	НПР, м	Максимальний напір, м	Повний/корисний об'єм водосховища, км³	Площа водосховища, км²
Київська ГЕС	1964	440	103	12	3,7/1,2	922
Київська ГАЕС	1972	235,5		67	0,0048/0,0038*	0,67*
Канівська ГЕС	1972	482,5	91,5	15,7	2,5/0,28	581
Кременчуцька ГЕС	1959	632,9	81	17	13,5/9	2250
Середньодніпровська ГЕС	1964	388	64	15,5	2,5/0,5	567
Дніпровська ГЕС	1932, 1981	1547,3	51,4	38,7	3,3/0,85	410
Каховська ГЕС	1955	334,8	16	16,5	18,2/6,8	2150
Теребле-Ріцька ГЕС	1956	27		214	0,024/0,0167	1,5
Дністровська ГЕС	1981–1983	702	121,0	53,5	3,0/2,0	142
Дністровська ГЕС-2	1999–2002	40,8	72,0		0,0376/0,0284	5,91
Дністровська ГАЕС	2009–2015	972	229,5	161,9	0,0139/0,01145*	3*
Ташлицька ГАЕС	2006–2007	302	103	88,3	0,0244/0,0144*	1,54*
Олександрівська ГЕС	1999	11,5	16		0,072/0,021	11,4

* Для ГАЕС наведені об'єм та площа верхніх водойм.

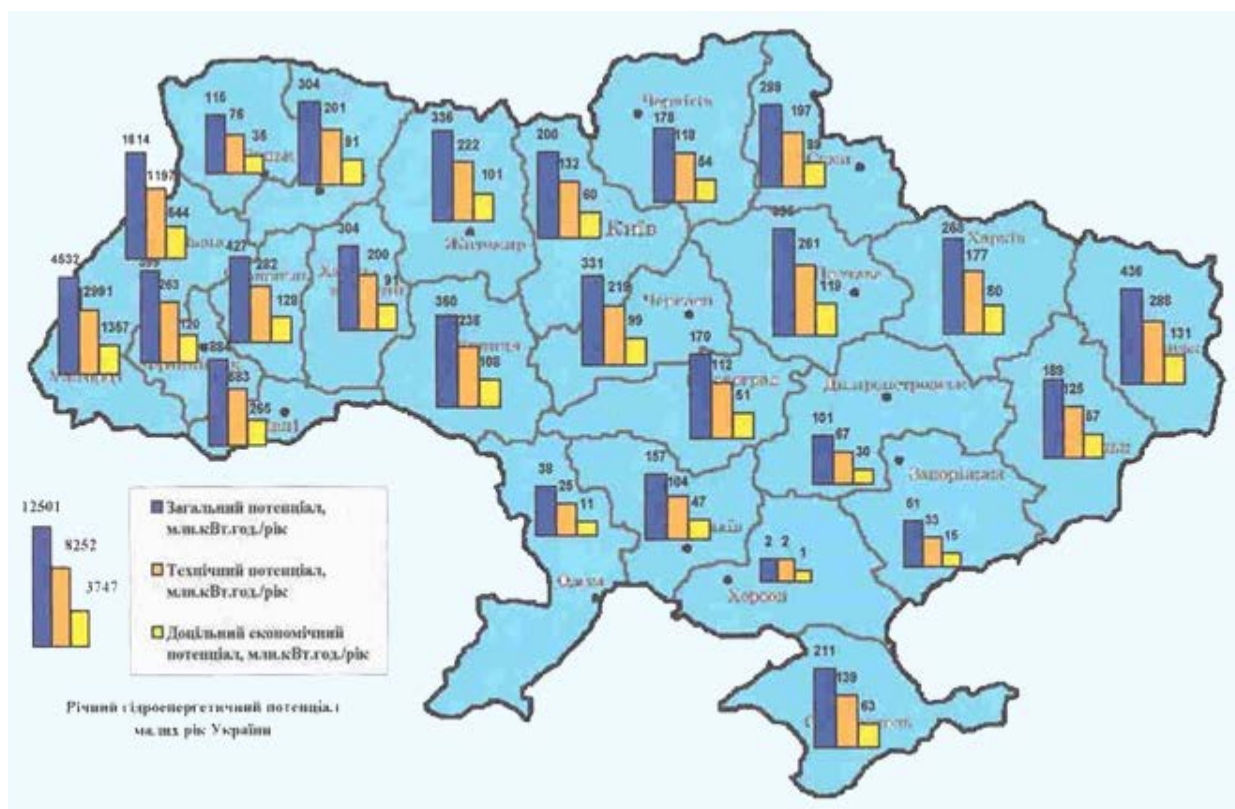


Рисунок В1 - Гідроенергетичний потенціал малих річок України [16]

Додаток Г

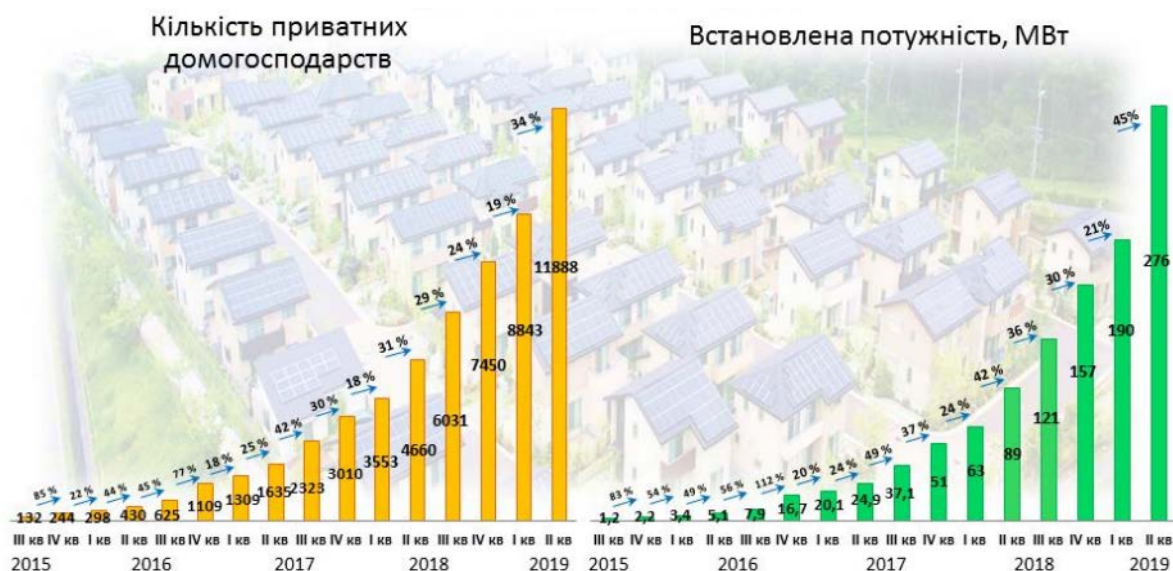


Рисунок Г1 – Динаміка збільшення кількості СЕС приватних домогосподарств [15]

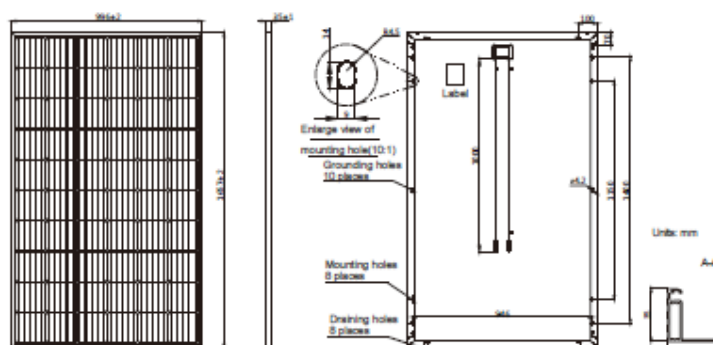
Додаток Д

Таблиця Д1 - Технічні характеристики досліджуваного фотомодуля

JA SOLAR

JAM60S09 310-330/PR Series

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	18.4kg±3%
Dimensions	1657±2mm×996±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ²
No. of cells	60(6x10)
Junction Box	IP67, 3 diodes
Connector	QC 4, 10-35
Packaging Configuration	30 Per Pallet

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM60S09 ~310/PR	JAM60S09 ~315/PR	JAM60S09 ~320/PR	JAM60S09 ~325/PR	JAM60S09 ~330/PR
Rated Maximum Power(P _{max}) [W]	310	315	320	325	330
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	40.30	40.53	40.78	41.04	41.30
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	32.60	32.89	33.17	33.44	33.75
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	10.04	10.11	10.18	10.25	10.32
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	9.51	9.58	9.65	9.72	9.78
Module Efficiency [%]	18.8	19.1	19.4	19.7	20.0
Power Tolerance	0~+5W				
Temperature Coefficient of I _{sc} (α _{Isc})	+0.060%/°C				
Temperature Coefficient of V _{oc} (β _{Voc})	-0.300%/°C				
Temperature Coefficient of P _{max} (γ _{Pmp})	-0.370%/°C				
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G				

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

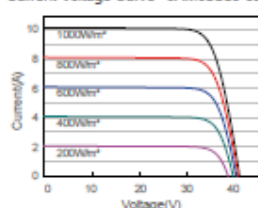
TYPE	JAM60S09 ~310/PR	JAM60S09 ~315/PR	JAM60S09 ~320/PR	JAM60S09 ~325/PR	JAM60S09 ~330/PR
Rated Max Power(P _{max}) [W]	229	233	237	241	244
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	37.95	38.25	38.56	38.85	39.16
Max Power Voltage(V _{mp}) [V]	30.67	31.00	31.32	31.64	31.96
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	7.93	7.97	8.01	8.05	8.09
Max Power Current(I _{mp}) [A]	7.48	7.52	7.56	7.60	7.64
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G				

OPERATING CONDITIONS

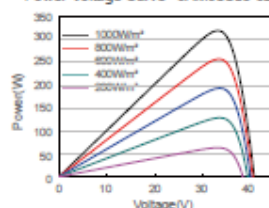
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC(IEC)
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse	20A
Maximum Static Load,Front	5400Pa
Maximum Static Load,Back	2400Pa
NOCT	45±2°C
Application Class	Class A

CHARACTERISTICS

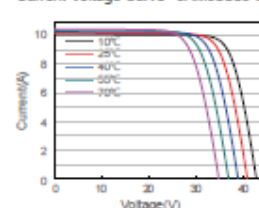
Current-Voltage Curve JAM60S09-320/PR



Power-Voltage Curve JAM60S09-320/PR



Current-Voltage Curve JAM60S09-320/PR



Premium Cells, Premium Modules

Version No. : Global_EN_20190523A

Додаток Е

Таблиця Е1 - Данні системи моніторингу дахової станції КПП

Time	Temp(C)	Vpv1(V)	Vpv2(V)	Vac(V)	Iac(A)	Fac(Hz)	Pac(W)	Zac(mOhm)
2019/05/12 05:35:01	12.2	9.3	211	225,5	0.0	49.99	0	8,6623E+268
2019/05/12 05:36:01	12.2	10.1	134,5	225,6	0.0	49.97	0	8,6623E+268
2019/05/12 05:37:01	12.2	11.0	208	225,8	0.0	50.00	0	8,6623E+268
2019/05/12 05:38:01	12.3	11.8	228,1	225,9	0.0	49.99	0	8,6623E+268
2019/05/12 05:39:01	12.3	12.4	212,9	226,1	0.0	50.00	0	8,6623E+268
2019/05/12 05:40:01	12.4	13.0	156,3	225,8	0.0	50.00	0	8,6623E+268
2019/05/12 05:41:01	12.4	13.6	224,8	225,9	0.0	49.99	0	8,6623E+268
2019/05/12 05:42:01	12.5	14.1	227,3	225,8	0.0	49.98	0	8,6623E+268
2019/05/12 05:43:01	12.5	14.6	179,9	225,8	0.0	49.99	0	8,6623E+268
2019/05/12 05:44:01	12.5	15.0	237	225,6	0.0	49.99	0	8,6623E+268
2019/05/12 05:45:01	12.6	15.4	232,1	225,6	0.0	50.00	0	8,6623E+268
2019/05/12 05:46:01	12.6	15.8	209,6	225,6	0.0	50.00	0	8,6623E+268
2019/05/12 05:47:01	12.7	16.2	184,8	226,6	0.8	50.00	0,2	8,6623E+268
2019/05/12 05:48:01	12.7	16.2	193,8	226,6	0.8	49.99	0,2	8,6623E+268
2019/05/12 05:49:01	12.8	16.3	184,2	226,7	0.8	49.98	0,2	8,6623E+268
2019/05/12 05:50:01	12.9	16.5	188,6	226,7	0.8	49.98	0,2	8,6623E+268
2019/05/12 05:51:01	13.0	16.5	197,6	226,6	0.8	49.98	0,2	8,6623E+268
2019/05/12 05:52:01	13.1	16.7	193,3	226,7	0.8	49.99	0	8,6623E+268
2019/05/12 05:53:01	13.2	16.7	190,2	226,4	0.8	49.98	0,2	8,6623E+268
2019/05/12 05:54:01	13.3	16.7	196,7	226,6	0.8	50.00	0,8	8,6623E+268
2019/05/12 05:55:01	13.3	16.7	202,4	226,3	0.8	49.98	1,1	8,6623E+268
2019/05/12 05:56:01	13.4	16.8	193,1	226,5	0.8	49.98	2,5	8,6623E+268
-	-	-	-	-	-	-	-	-
2019/05/12 18:04:01	22.8	19.4	218	226,8	2.1	49.98	461,8	8,6623E+268
2019/05/12 18:05:01	22.7	19.4	213,7	226,9	2.1	49.96	460,6	8,6623E+268
2019/05/12 18:06:01	22.7	19.4	216,1	226,7	2.1	49.97	458,4	8,6623E+268
2019/05/12 18:07:01	22.7	19.4	218,6	226,9	2.1	49.96	458,9	8,6623E+268
2019/05/12 18:08:01	22.7	19.3	213,6	226,7	2.1	49.97	458,6	8,6623E+268
2019/05/12 18:09:01	22.7	19.3	210,2	227,2	2.0	49.98	449	8,6623E+268
2019/05/12 18:10:01	22.7	19.3	210,4	226,8	2.0	49.98	441,3	8,6623E+268
2019/05/12 18:11:01	22.7	19.3	213,6	226,9	2.0	49.97	435,6	8,6623E+268
2019/05/12 19:11:01	20.7	19.0	202,5	224,7	0.8	50.00	74,7	8,6623E+268
2019/05/12 19:12:01	20.6	19.0	200	224,6	0.8	49.96	71,5	8,6623E+268
2019/05/12 19:13:01	20.6	18.9	204,5	224,6	0.8	49.95	66,3	8,6623E+268
2019/05/12 20:44:01	18.6	15.3	134,3	224,2	0.8	50.02	0,2	8,6623E+268
2019/05/12 20:45:01	18.6	15.2	128,7	223,9	0.8	50.00	0,2	8,6623E+268
2019/05/12 20:46:01	18.6	15.0	123,1	223,2	0.8	49.98	0,2	8,6623E+268
2019/05/12 20:47:01	18.6	14.7	115,4	221,9	0.8	49.99	0,2	8,6623E+268
2019/05/12 20:48:01	18.6	14.5	104,7	221,4	0.8	49.98	0,2	8,6623E+268
2019/05/12 20:49:01	18.6	14.2	104,7	221,4	0.8	50.00	0,2	8,6623E+268



Додаток К

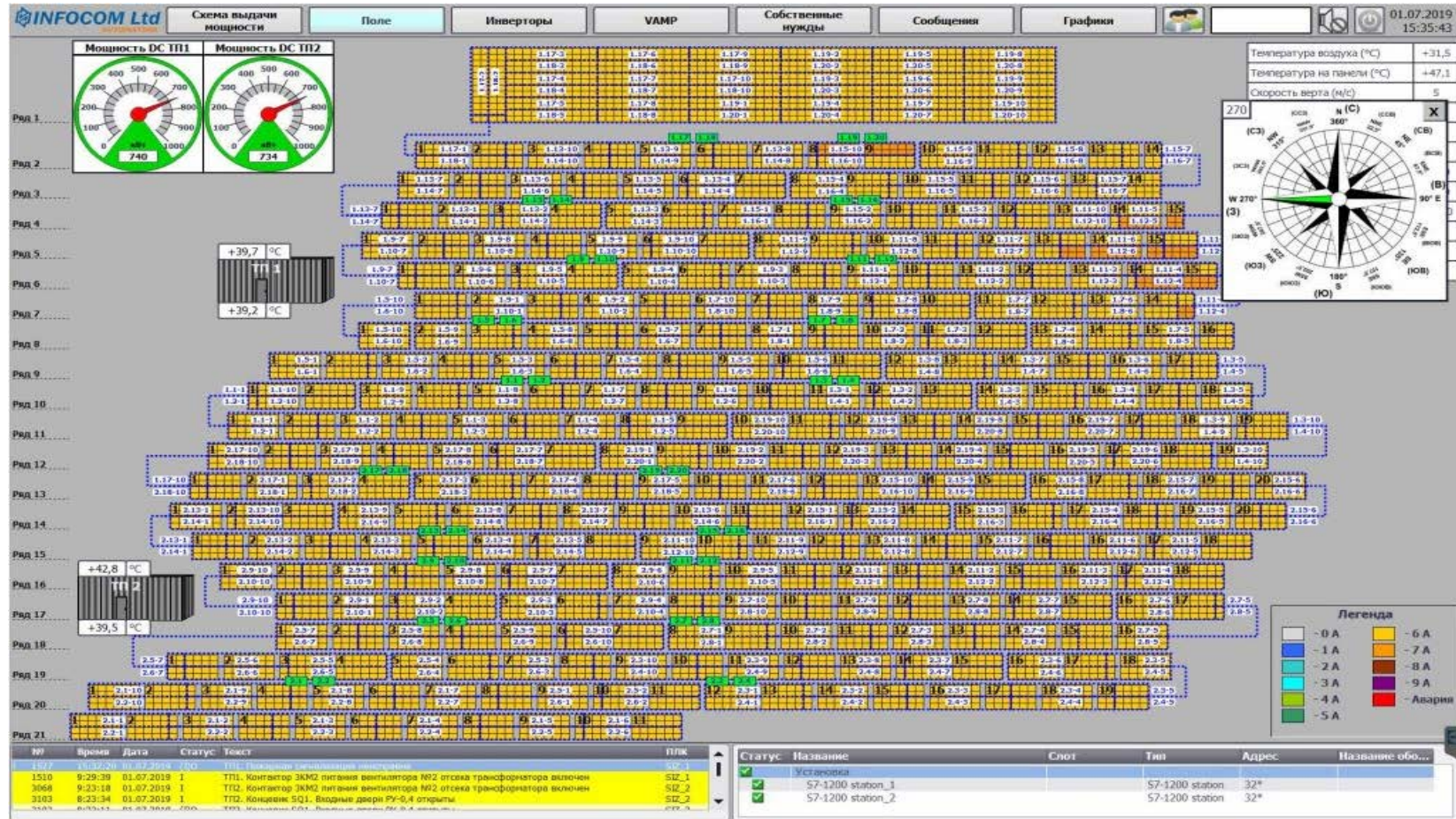


Рисунок К1 - Приклад реалізації системи розумного моніторингу СЕС що може дати можливість більш точно прогнозувати генерацію.

Додаток М

Таблиця М1 - Номінальне, мінімальне і найбільше значення робочої напруги в точці загального приєднання ВЕС і СЕС до мережі [34]

Класифікація Номінальна напруга, $U_{ном}$ (кВ)		Мінімальна робоча напруга, $U_{мін}$ (кВ)	Найбільша робоча напруга, U_{max} (кВ)
Надвисока напруга (ВН)	400	Не визначається, однак для контрольних точок ОЕС України може бути обмежена статичною стійкістю	420
	330		363
	220		252
Висока напруга (ВН)	150	135,6	172
	110	99	126
Середня напруга (СН)	35	31,5	40,5
	20	18	24
	10	9	12
	6	5,4	7,2
Низька напруга (НН)	0,38	0,34	0,42

Таблиця М2 - Уставки для систем захисту ВЕС і СЕС потужністю менше 20 МВт [34]

Функція захисту	Символ	Уставка (на шинах інвертора)		Час спрацювання	
Перенапруга (крок 2)	$U >>>$	$1,20 \cdot U_{ном}$	В	5...100	мс
Перенапруга (крок 1)	$U >>$	$1,10 \cdot U_{ном}$	В	200	мс
Зменшення напруги (крок1)	$U <$	$0,9 \cdot U_{ном}$	В	10...60	с
Підвищення частоти	$f >$	50,2 51,5	Гц	15 200	хв мс
Зменшення частоти	$f <$	47	Гц	200	мс

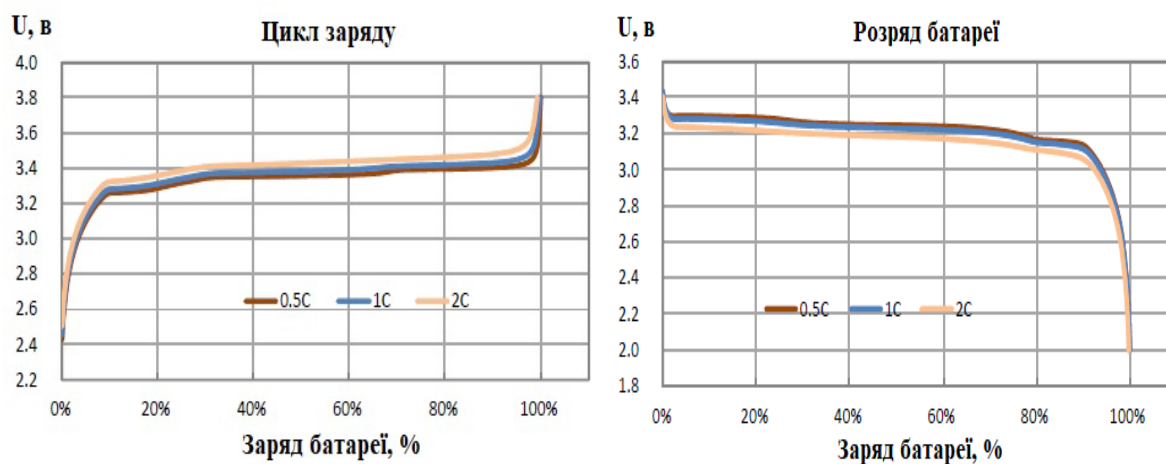
Таблиця М3 - Уставки для систем захисту ВЕС і СЕС потужністю понад 20 МВт [34]

Функція захисту	Символ	Уставка (на шинах інвертора)		Час спрацювання	
Перенапруга (крок 3)	$U >>>$	$1,20 \cdot U_{ном}$	В	5...100	мс
Перенапруга (крок 2)	$U >>$	$1,15 \cdot U_{ном}$	В	200	мс
Перенапруга (крок 1)	$U >$	$1,10 \cdot U_{ном}$	В	60	с
Зменшення напруги (крок1)	$U <$	$0,9 \cdot U_{ном}$	В	10...60	с
Підвищення частоти	$f >$	50,2 51,5	Гц	15 200	хв мс
Зменшення частоти	$f <$	47	Гц	200	мс

Додаток Н

Таблиця Н1 - Технічні характеристики АКБ накопичувача

Battery specification					
VOLTAGE AND CAPACITY	LFP-BMS 12,8/60	LFP-BMS 12,8/90	LFP-BMS 12,8/160	LFP-BMS 12,8/200	LFP-BMS 12,8/300
Nominal voltage	12,8V	12,8V	12,8V	12,8V	12,8V
Nominal capacity @ 25°C*	60Ah	90Ah	160Ah	200Ah	300Ah
Nominal capacity @ 0°C*	48Ah	72Ah	130Ah	160Ah	240Ah
Nominal capacity @ -20°C*	30Ah	45Ah	80Ah	100Ah	150Ah
Nominal energy @ 25°C*	768Wh	1152Wh	2048Wh	2560Wh	3840Wh
*Discharge current ≤1C					
CYCLE LIFE (capacity ≥ 80% of nominal)					
80% DoD	2500 cycles				
70% DoD	3000 cycles				
50% DoD	5000 cycles				
DISCHARGE					
Maximum continuous discharge current	180A	270A	400A	500A	750A
Recommended continuous discharge current	≤60A	≤90A	≤160A	≤200A	≤300A
Maximum 10 s pulse current	600A	900A	1200A	1500A	2000A
End of discharge voltage	11V	11V	11V	11V	11V
OPERATING CONDITIONS					
Operating temperature	-20°C to +50°C (maximum charge current when battery temperature < 0°C: 0,05C, i.e. 10A in case of a 200Ah battery)				
Storage temperature	-45°C to +70°C				
Humidity (non-condensing)	Max. 95%				
Protection class	IP 54				
CHARGE					
Charge voltage	Between 14V and 15V (<14,5V recommended)				
Float voltage	13,6V				
Maximum charge current	180A	270A	400A	500A	750A
Recommended charge current	≤30A	≤45A	≤80A	≤100A	≤150A
OTHER					
Max storage time @ 25°C*	1 year				
BMS connection	Male + female cable with M8 circular connector, length 50cm				
Power connection (threaded inserts)	M8	M8	M10	M10	M10
Dimensions (hwxwd) mm	235x293x139	249x293x168	320x338x233	295x425x274	345x425x274
Weight	12kg	16kg	33kg	42kg	51kg
*When fully charged					

Рисунок Н1 – характеристики заряду/розряду батареї LiFePO₄ різною величиною струму

Додаток П

Опис блоків математичної моделі АКБ

```

inputs
    T = {293.15,'K'} % T:right
end
outputs
    C = {31,'A*hr'} % C:left
    SOC = {1,'1'} % SOC:left
end

```

Основні рівняння блоку

```

equations
    % Charge deficit calculation, preventing SOC>1
    if Qe<0 && i>0
        Qe.der == 0;
    else
        Qe.der == -i;
    end

    % Perform the capacity table lookup
    C == tablelookup(Temp_Table,C_Table,T,...
        interpolation=linear,extrapolation=nearest)
    % SOC Equation
    SOC == 1 - Qe/C;
    % Electrical equation by table lookup
    v == tablelookup(SOC_Table,Temp_Table,Em_Table,SOC,T,...
        interpolation=linear,extrapolation=nearest)
end

```

C1 – еквівалентна ємність RC ланцюга і вихідні параметри

```

inputs
    T = {293.15,'K'}; % T:left
    SOC = {1,'1'}; % SOC:left
end
parameters (Size=variable)
    C_Table = {ones(5,3),'F'} % Matrix of capacitance values, C(SOC,T)
    SOC_Table = {[0;0.1;0.5;0.9;1],'1'} % State of charge (SOC) breakpoints
    Temp_Table = {[273.15 293.15 313.15],'K'} % Temperature (T) breakpoints
End

```

Рівняння блоку

```

equations
let
    % Perform the table lookup
    C = tablelookup(SOC_Table,Temp_Table,C_Table,SOC,T,...
        interpolation=linear,extrapolation=nearest)
in
    % Electrical equation
    i == C * v.der;
end

```

```

inputs
T = {293.15,'K'}; %T:left
SOC = {1,'1'}; %SOC:left
End
pow = {0,'W'}; % POW:right
end
outputs

let
% Perform the table lookup
R = tablelookup(SOC_Table,Temp_Table,R_Table,SOC,T,...
interpolation=linear,extrapolation=nearest)
in
% Electrical Equations
v == i*R;
pow == v*i;
end
end

inputs
S = { 0, 'K' }; % S:bottom
end
nodes
A = foundation.thermal.thermal; % A:bottom
B = foundation.thermal.thermal; % B:top
end
variables(Access=private)
Q = { 0, 'J/s' };
T = { 0, 'K' };
end
branches
Q : B.Q -> A.Q;
end
equations
T == B.T - A.T;
T == S;
end
end

```


Додаток Р

Таблиця Р1 - Результати розрахунків згенерованої енергії досліджуваної ФЕС «Іванків»

